L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE

EXAMEN DE L'ACTIVITÉ 1985

86-06556/

AGENCE DE SURVEILLANCE DU SECTEUR PÉTROLIER
CANADA

L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE
EXAMEN DE L'ACTIVITÉ
1985

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

N° de cat. M27-22/1985-2F

ISBN 0-662-93843-7

On peut se procurer des exemplaires à la
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English

Petroleum Monitoring Agency Canada
Chairman

Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada
Président

L'honorable Marcel Masse
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai le plaisir de vous soumettre le présent rapport qui décrit le rendement financier de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz en 1985.

Préparé à partir des données fournies par 125 sociétés dont les activités sont à l'origine d'environ 90 % des recettes de l'industrie pétrolière, ce rapport devrait traduire assez fidèlement le rendement de l'ensemble de l'industrie des hydrocarbures au Canada au cours des douze mois se terminant le 31 décembre 1985.

Malheureusement, les résultats généralement encourageants de 1985 nous renseignent très peu sur la situation actuelle de l'industrie. L'effondrement des prix au début de 1986 a eu des répercussions très négatives sur les emplois et l'investissement et rend presque redondant un examen de la situation de 1985. Bon nombre de sociétés ont beaucoup de mal à survivre et toute mention des ressources d'autofinancement réalisées en 1985, soit un chiffre record de 11,4 milliards de dollars, et des dépenses de capital du secteur amont, qui ont augmenté de 16 % par rapport à 1984, semble inopportune.

Cependant, il faut examiner le rendement de l'industrie, ce que tente de faire le présent rapport. Toutefois, l'Examen de l'activité du premier semestre de 1986 sera une toute autre histoire.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes meilleurs sentiments.

Ralph L. Gillen

Le 14 juillet 1986

Canada

580 Booth Street
Ottawa, Ontario K1A 0E4
Telephone (613) 995-7212
(613) 996-4444

580, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4
Téléphone (613) 995-7212
(613) 996-4444

NOUVEAUTÉS ET PARTICULARITÉS

L'Examen de 1985 comprend certains nouveaux renseignements; il faut donc établir d'avance certains faits pour bien comprendre ce rapport.

NOUVEAUTÉS

- Les taux de rendement de la moyenne du capital affecté aux activités aval sont donnés au chapitre 1. Ces renseignements additionnels sont fournis afin de répondre aux demandes d'un groupe de sociétés intégrées.

- Un tableau des prix du gaz naturel canadien de 1974 à 1986 est présenté à l'annexe A-3.

- Afin de répondre à l'intérêt exprimé par les usagers, il a été ajouté au chapitre 2 un tableau indiquant les sources externes de fonds nettes d'affectations associées. Ceci donne la mesure du prélèvement net de l'ensemble de l'industrie sur les autres secteurs de l'économie canadienne, pp. 2-4.

PARTICULARITÉS

- Les bénéfices nets comprennent les gains et pertes extraordinaires, en ce qui concerne les données tant de l'ASSP que de Statistique Canada. Il est ainsi possible de tenir compte du fait que les sociétés peuvent avoir des points de vue différents lorsqu'il s'agit de dire qu'une transaction est extraordinaire, et de tenir compte de la nécessité, pour l'Agence, d'examiner le rendement financier de l'industrie, dans sa totalité, sans ajuster les données qui lui sont soumises.

- Beaucoup de données fournies dans ce rapport sont arrondies, de manière à en faciliter l'utilisation. Les écarts de pourcentage sont toutefois calculés à partir des chiffres fournis à l'annexe B.

- L'Accord de l'Ouest a déréglementé les prix du pétrole brut et préparé la voie à la tarification du gaz naturel en fonction du marché; il a mis fin au Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) au début de 1986 (certaines dispositions concernant les droits acquis interviendront jusqu'en 1987); il éliminera graduellement la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) d'ici 1989, la nouvelle production étant exemptée de la taxe d'ici là; il permet également une compensation du passif de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières par une partie inutilisée des dépenses admissibles accumulée en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu. Le 24 juin 1985, l'Alberta a annoncé d'importants changements au régime de redevances et de subventions pour la production de pétrole et de gaz.

Suite

Nouveautés et particularités (suite)

- Olympia et York ont acquis Gulf Canada et, par la suite, une partie des activités aval a été vendue à Petro-Canada en 1985 et le reste à Ultramar à compter de janvier 1986. Ainsi, tout au long de ce rapport, la classification des activités de Gulf Canada a donc été changée d'une "société intégrée sous contrôle étranger" à un "grand producteur de pétrole et de gaz sous contrôle canadien".

- Les activités d'un certain nombre de grandes sociétés sous contrôle canadien ont eu une grande influence sur plusieurs résultats importants de la comparaison de 1984 et de 1985:

  - Il y a eu réduction extraordinaire d'un milliard de dollars de la valeur de l'actif en 1985, mais non en 1984;

  - Des gains extraordinaires de près de 150 millions de dollars ont été réalisés en 1984, situation qui ne s'est pas reproduite en 1985;

  - En 1984, l'augmentation signalée du fonds de roulement a traduit une réduction de la dette à court terme, une somme de près de 3 milliards de dollars de dette à court terme ayant été reclassifiée en dette à long terme;

  - L'impôt courant sur le revenu pour 1984 comprenait le report de près de 250 millions de dollars en impôt sur le revenu déjà couru.

  Comme ces transactions par certaines sociétés ont une grande influence sur un bon nombre des aspects du rendement de l'industrie, nous avons tenu à le signaler dès maintenant plutôt que de le répéter dans le texte.

- Plusieurs aspects portant sur l'industrie ne sont pas couverts ici car l'information n'a pu être disponible au moment de la publication. Ces aspects comprennent la structure du capital de l'industrie, sa situation fiscale, ses mouvements internationaux de trésorerie et ses dépenses de recherche et de mise en valeur. Ces renseignements seront présentés dans l'Examen de l'activité pour l'année 1986, premier semestre.

* * * * * * *

Suite

FAITS RÉCENTS

Comme cet examen est toujours publié quelques mois après la fin de l'année visée, sa pertinence peut être influencée par l'évolution de la situation pétrolière pendant la période de publication.

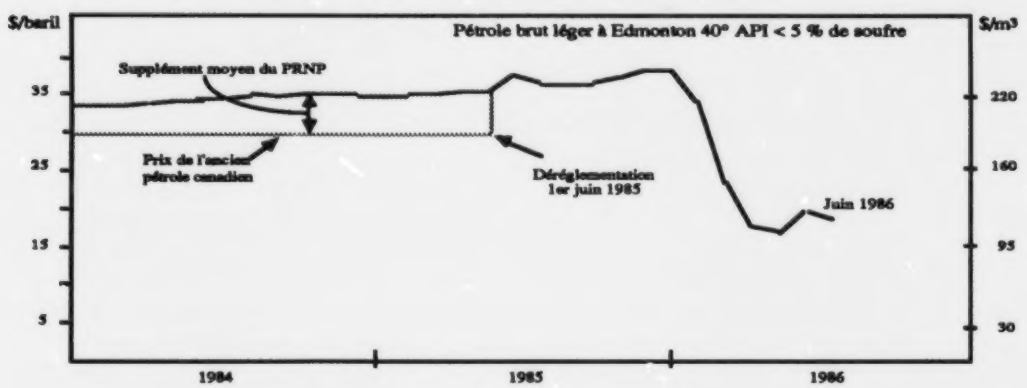
Vers la fin de 1985, les prix internationaux du pétrole brut se sont affaiblis et ont commencé à tomber; ils sont passés de 27 $ US le baril à la fin de 1985 à un peu moins de 10 $ US le baril sur le marché au comptant pour le pétrole livré en mai 1986.

Les prix du pétrole brut canadien ont suivi le même schéma, passant d'un sommet de 40 $ le baril en décembre 1985 à un minimum de 16 $ le baril en avril 1986.

L'effondrement des prix a entraîné la diminution de programmes de forage et d'exploration, la réduction des dépenses de capital pour les installations et l'équipement et la mise à pied d'employés dans tous les secteurs de l'industrie.

Par exemple, à la mi-juin 1986, le nombre d'installations de forage en activité a chuté à 100 par rapport à 360 l'année précédente, soit son plus bas niveau sur plus d'une décennie. Au cours du premier trimestre de l'année 1986, les bénéfices nets de l'industrie et l'autofinancement ont été moins élevés, 30 % et 25 % respectivement, comparativement au premier trimestre de l'année 1985.

PRIX DES PRODUCTEURS CANADIENS



En réponse, le gouvernement fédéral a augmenté le crédit au titre de la TRPG de 500 000 $ à 2 millions de dollars pour les petits producteurs. La TRPG n'est plus appliquée dans le cas de Suncor et Syncrude. De même, les déductions accordées aux corporations et aux particuliers dans le calcul de leurs revenus selon cette Loi sont passées de 10 000 $ à 40 000 $.

Suite

Nouveautés et particularités (fin)

Les gouvernements provinciaux ont également fourni leur soutien aux activités en amont. Le crédit d'impôt d'Alberta en matière de redevance a été augmenté de 75 % à 95 % du montant des redevances payables à un maximum de 3 millions de dollars. Une moitié des coûts d'exploration encourus sur les Terres de la Couronne de l'Alberta peuvent maintenant être déduits des redevances. De même, la Saskatchewan a révisé ses taux de redevance et ses provisions afférentes. Le gouvernement de l'Alberta a annoncé tout récemment la mise au point de programmes de forage, d'entretien des puits et d'aide aux activités géophysiques.

L'EXAMEN DE L'ACTIVITÉ, 1985
TABLE DES MATIÈRES

	Page
RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS	i
1 - RENDEMENT FINANCIER	1-1
ACTIVITÉ GLOBALE: BÉNÉFICES NETS ET REVENUS EN ESPÈCES	1-1
SECTEUR AMONT	1-8
SECTEUR AVAL	1-9
AUTRES ACTIVITÉS AU CANADA	1-9
ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER	1-9
2 - SOURCES DES FONDS	2-1
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	2-2
SOURCES EXTERNES DE FONDS	2-3
SOURCES EXTERNES NETTES	2-4
3 - AFFECTATIONS DES FONDS	3-1
DÉPENSES DE CAPITAL	3-2
RATIO DES RÉINVESTISSEMENTS	3-4
PAIEMENTS DE DIVIDENDES	3-5
AUTRES AFFECTATIONS	3-5
4 - COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES	4-1
COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS	4-1
DÉPENSES DE CAPITAL	4-2
5 - PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS	5-1
PART DE L'INDUSTRIE	5-3
PART DES PROVINCES	5-3
PART DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL	5-3
6 - TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE	6-1
7 - RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1981 À 1985	7-1
TENDANCES PRINCIPALES	7-2

LISTE DES TABLEAUX ET DES GRAPHIQUES

Tableau		Page
1	Aperçu de l'activité	1-2
2	Bénéfices nets par secteur et segment	1-3
3	Taux de rendement par secteur et segment	1-4
4	Bénéfices nets par groupe de sociétés	1-6
5	Rendement financier par secteur	1-7
6	Résumé - Sources de fonds	2-1
7	Ressources d'autofinancement par secteur et par type de sociétés	2-2
8	Subventions du PESP par région et par secteur	2-3
9	Sources et affectations nettes des fonds	2-4
10	Résumé - Affectations des fonds	3-1
11	Dépenses de capital	3-2
12	Comparaison des dépenses de capital - Industrie pétrolière et toutes autres industries non financières	4-2
13	Partage des recettes entre l'industrie et les gouvernements	5-2
14	Participation et contrôle par pays et par secteur	6-2
15	Résumé quinquennal de l'activité, de 1981 à 1985	7-1

Graphique		
1	Comparaison des frais d'intérêt et du revenu avant impôt	1-5
2	Dépenses d'exploration au Canada	3-3
3	Ratio des réinvestissements du secteur amont	3-4
4	Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets	3-5
5	Comparaison des bénéfices nets - Industrie pétrolière et toutes autres industries non financières	4-1
6	Partage des recettes entre l'industrie et les gouvernements	5-1
7	Participation et contrôle canadiens dans l'industrie pétrolière	6-1

ANNEXES

		Page
A	**DONNÉES SUPPLÉMENTAIRES**	
1	Revue de l'année	A-1
2	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	A-2
3	Prix du gaz naturel canadien: 1974 à 1986	A-3
4	Prix du pétrole brut canadien: 1977 à 1986	A-4
5	Modifications apportées à la redevance d'indemnisation pétrolière et aux frais de collecte et de transport	A-5
6	Bénéfices nets par secteur d'activité et par type de société	A-6
7	Taux de rendement: industrie pétrolière canadienne	A-7
8	Rapport des frais d'intérêt au revenu avant impôt	A-8
9	Ventilation des subventions du PESP par région et par type de dépenses	A-9
10	Puits achevés et mètres de forage au Canada	A-10
11	Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région	A-11
12	Dépenses de capital exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement	A-12
13	Paiements de dividendes	A-13
14	Taux de rendement: industrie pétrolière et autres industries	A-14
15	Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et type d'activité	A-15
B	**ENSEMBLE DES RÉSULTATS DE L'EXAMEN**	
1	État des revenus et dépenses	B-1
2	Rendement financier par principaux secteurs d'activités	B-8
3	Sources et affectations des fonds	B-11
4	Dépenses de capital en amont au Canada, par emplacement	B-12
5	Dépenses de capital, par activité	B-13
6	Bilan	B-14
7	Volume et valeur de la production	B-15
8	Frais d'exploitation en amont et redevances	B-16
9	État des revenus et dépenses: 1981 à 1985	B-17
10	Sources et affectations des fonds: 1981 à 1985	B-18
C	**GLOSSAIRE**	C-1
D	**MANDAT DE L'ASSP**	D-1

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS

RENDEMENT FINANCIER

ACTIVITÉS GLOBALES

- Recettes et bénéfices: Les recettes de l'industrie se sont accrues de 5 % par rapport à 1984 pour se chiffrer à 66,3 milliards de dollars en 1985. Cette augmentation tient à une hausse des prix du pétrole brut et à un accroissement de la production de pétrole. Les bénéfices nets tirés de l'ensemble de l'activité ont diminué de 22 % pour passer à 2,9 milliards de dollars, en raison d'une réduction plus forte de la valeur de l'actif, notamment dans le secteur amont. Le revenu de caisse tiré de l'activité, qui n'est pas touché par les réductions de valeur d'actifs, a augmenté de 8 % pour passer à 11,4 milliards de dollars. Cette augmentation est surtout attribuable à:

  - ✔ L'augmentation de la production de pétrole et la hausse des prix du pétrole brut;
  - ✔ Une diminution des taxes à la production et des redevances;
  - ✔ Une réduction des frais d'intérêts.

- Comparaison des résultats obtenus par les sociétés sous contrôle canadien à ceux des sociétés sous contrôle étranger: Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger ont baissé de 4 % (90 millions de dollars) pour passer à 2,1 milliards de dollars. L'accroissement des bénéfices nets du secteur amont a été inférieur à la réduction des bénéfices dans tous les autres secteurs d'affaires.

  Les recettes nettes de sociétés sous contrôle canadien ont baissé de 48 % (720 millions de dollars) pour se chiffrer à 765 millions de dollars, par suite de la réduction de la valeur d'actifs en amont et des gains en bénéfices extraordinaires que leur avait procurés la vente d'actifs qu'elles détenaient à l'étranger en 1984.

- Taux de rendement: Des réductions massives de la valeur d'actifs ont fait baisser les taux de rendement. L'avoir propre des actionnaires de l'industrie des hydrocarbures a affiché un taux de rendement de 7,2 % en 1985, ce qui représente une diminution par rapport à 9,9 % en 1984. Le rendement du capital utilisé est passé de 6,4 % à 5 % en 1985, le rendement des secteurs amont et aval ayant atteint 7 % et 1,6 % respectivement.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Suite)

L'ACTIVITÉ EN AMONT

- Les recettes en amont se sont accrues de 5 % pour passer à 27,9 milliards de dollars, par suite de la hausse des prix à la tête de puits et à une augmentation de la production de pétrole. Touchés par les réductions de la valeur d'actifs, les bénéfices nets du secteur amont ont diminué de 4 % pour passer à 3 milliards de dollars. Une réduction des taxes à la production, des redevances et des frais d'intérêts ont en partie compensé les répercussions de réductions de la valeur d'actifs. Les ressources d'autofinancement en amont ont augmenté de 13 % (1,1 milliard de dollars) pour se chiffrer à 9,5 milliards de dollars en 1985.

L'ACTIVITÉ EN AVAL

- Les recettes en aval ont augmenté de 7 % pour atteindre 34 milliards de dollars par suite de la hausse des prix des produits due à l'augmentation des coûts. Cependant, l'augmentation globale des coûts a été supérieure à la hausse des recettes et, compte tenu des déductions extraordinaires, les bénéfices nets du secteur aval ont baissé de 180 millions de dollars pour atteindre 230 millions de dollars en 1985. Les marges de profit ont baissé légèrement et l'utilisation de la capacité de production s'est chiffrée à 73 % en 1985.

SOURCES DES FONDS

Au total, les fonds dont disposait l'industrie en 1985 se sont chiffrés à 24,3 milliards de dollars contre 21,6 milliards de dollars en 1984.

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

- Les ressources d'autofinancement provenant de l'ensemble de l'activité ont augmenté de 8 % pour se chiffrer à 11,4 milliards de dollars en 1985, par suite d'une hausse de 13 % des ressources tirées de l'activité en amont. Les ressources d'autofinancement tirées des activités en aval sont demeurées inchangées alors que celles des autres secteurs d'affaires de l'industrie ont enregistré des réductions.

SOURCES EXTERNES DE FONDS

- Les fonds provenant de sources externes sont passés de 11 milliards de dollars en 1984 à 12,9 milliards de dollars en 1985. La nouvelle dette à long terme s'est accrue de 70 % pour se chiffrer à 2,1 milliards de dollars et les nouvelles émissions d'actions ont augmenté de 10 % pour atteindre une valeur de 2 milliards de dollars.

- Subventions du PESP: Les sociétés déclarantes ont évalué les subventions qu'elles ont reçues en vertu du PESP à 1,6 milliard de dollars, soit une diminution de 10 % par rapport à 1984.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Suite)

AFFECTATION DES FONDS

DÉPENSES DE CAPITAL

- Total des dépenses de capital: En 1985, ces dépenses de capital se sont établies à 12 milliards de dollars, soit une augmentation de 15 % par rapport à 1984. L'augmentation à un chiffre record de 9,3 milliards de dollars des dépenses du secteur amont et l'accroissement des dépenses à l'étranger ont été partiellement compensés par une réduction des dépenses de capital du secteur aval et d'autres dépenses de capital.

- Dépenses d'exploration au Canada: Les dépenses de capital se sont chiffrées à 4,9 milliards de dollars en 1985, soit une réduction de 1 % par rapport à 1984. Un accroissement de 13 % des dépenses d'exploration engagées dans les provinces n'a que partiellement compensé une diminution de 18 % des dépenses faites dans les Terres du Canada. Les dépenses d'exploration engagées dans les Terres du Canada représentent 39 % du total en 1985, contre 47 % pour la même période de 1984. Les dépenses des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 15 %, et celles des sociétés sous contrôle canadien ont baissé de 7 %.

- Dépenses en aval: Les dépenses de capital du secteur aval ont chuté de 11 % en 1985 par rapport à 1984, pour s'établir à 940 millions de dollars. Une augmentation des dépenses consacrées aux débouchés et aux pipe-lines a été plus que compensée par la réduction des dépenses engagées pour les raffineries et les usines pétrochimiques.

RATIO DES RÉINVESTISSEMENTS

- Les dépenses nettes de capital ont absorbé 87 % de l'ensemble des ressources d'autofinancement de l'industrie en 1985, soit une augmentation de 6 points par rapport à 1984. Les dépenses de capital dans le secteur amont équivalaient à 77 % des ressources d'autofinancement tirées des activités en amont, soit 5 points de plus qu'en 1984. Dans le cas des sociétés sous contrôle canadien, le ratio des réinvestissements dans le secteur amont a diminué de 4 points en 1985 pour s'établir à 75 %; pour ce qui est des sociétés sous contrôle étranger, il est passé de 65 % en 1984 à 79 % en 1985.

DIVIDENDES

- Les dividendes ont augmenté de 33 % pour se chiffrer à 1,8 milliard de dollars en 1985. Les paiements de dividendes faits par les sociétés sous contrôle étranger se sont accrus de 34 % pour atteindre 960 millions de dollars, et ceux des sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 32 % pour chiffrer à 830 millions de dollars. L'ensemble a représenté 62 % des bénéfices nets en 1985, contre 36 % en 1984; cette hausse est attribuable en partie aux répercussions des pertes extraordinaires sur les bénéfices nets en 1985.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Suite)

RENDEMENTS COMPARATIFS: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

BÉNÉFICES NETS

- Selon les données de Statistique Canada, les bénéfices nets que l'industrie pétrolière a tirés de ses activités au Canada, excluant les résultats des sociétés de la Couronne, ont augmenté de 3 % en 1985 contre une diminution de 1 % pour les autres industries non financières au Canada. Les bénéfices nets de l'industrie pétrolière ont constitué 22 % de l'ensemble des recettes des industries non financières, comparativement aux 21 % enregistrés en 1984. Le rendement de l'avoir propre des actionnaires de l'industrie pétrolière, qui s'est chiffré à 9,4 %, a été sensiblement plus bas que celui réalisé par l'ensemble des autres industries non financières (9,8 %).

DÉPENSES DE CAPITAL

- En 1985, les dépenses de capital de l'industrie pétrolière ont augmenté de 12 % par rapport à 1984. Les dépenses de capital des autres industries non financières se sont accrues de 15 %, faisant ainsi passer la part du secteur pétrolier de 30 % en 1985 par rapport à une diminution d'un demi point de pourcentage en 1984.

PARTAGE DES RECETTES: L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS

Les recettes totales à partager se sont accrues de 1,2 milliard de dollars pour se chiffrer à 24,4 milliards de dollars en 1985. L'industrie et le gouvernement fédéral ont tiré profit de cette augmentation, alors que la part des gouvernements provinciaux n'a pratiquement pas changé. La part du gouvernement fédéral est passée de 15 % en 1984 à 16 % en 1985, principalement à cause de la réduction du déficit du compte des redevances d'indemnisation pétrolière. La part de l'industrie est demeurée à 54 %, tandis que celle des gouvernements provinciaux s'est abaissée de 32 % à 30 %.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Fin)

TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE

D'après les recettes du secteur amont, la participation canadienne dans l'industrie pétrolière a augmenté en 1985 pour se chiffrer à 48 %, contre 42,5 % à la fin de 1984. Le contrôle canadien des recettes du secteur amont a augmenté d'un peu plus de 7,9 points pour atteindre 48,4 %. La participation et le contrôle canadiens du total des recettes reliées au pétrole (amont plus aval) ont augmenté de 7,9 et de 10,8 points en 1985 par rapport à 1984, pour se chiffrer à 48,3 % et à 42,8 %, respectivement.

RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1981 À 1985

Tendances dignes de mention:

1. Les recettes ont augmenté de 17 % pour se chiffrer à 66,1 milliards de dollars de 1981 à 1985, s'accroissant ainsi à un taux annuel moyen de 4 %, soit un peu moins que le taux d'inflation;

2. Les bénéfices nets ont atteint leur plus bas niveau en 1983, se chiffrant à 2,4 % des recettes, puis ont atteint un sommet de 5,8 % en 1984. Ils ont baissé depuis pour atteindre 4,4 % des recettes en 1985;

3. Les ressources d'autofinancement, considérées comme pourcentage des recettes, ont augmenté brusquement, passant de leur plus bas niveau de 12 % en 1982 à près de 17 % au cours des deux dernières années;

4. Les dépenses de capital ont atteint un sommet en 1981 et en 1982, suivant le rythme des importantes dépenses de capital engagées dans le secteur aval et à l'étranger. Les dépenses engagées en 1985 ont presque atteint ces chiffres record;

5. Les paiements de dividendes ont varié d'un sommet de 84 % des recettes en 1983 à 36 % en 1984 et à une moyenne de 62 % en 1985. Ces paiements ont augmenté progressivement de 1981 à un taux annuel moyen de 11 %.

1 - RENDEMENT FINANCIER

ACTIVITÉ GLOBALE: BÉNÉFICES NETS ET REVENUS EN ESPÈCES

L'accroissement de la production de pétrole brut et la hausse des prix à la production dans le secteur pétrolier ont plus que compensé la diminution des recettes dans les autres secteurs d'activité. Ces facteurs ont fait passer les recettes globales de l'industrie à 66,3 milliards de dollars en 1985[1], soit une augmentation de 5 %.

Les bénéfices nets[2] tirés de l'activité ont diminué de 810 millions de dollars (22 %) pour se chiffrer à 2,9 milliards de dollars. Cette diminution s'explique par le fait que des réductions extraordinaires de 1,2 milliard de dollars de la valeur de l'actif ont été effectuées (surtout dans le secteur amont et les autres activités au Canada en 1985) alors que des gains exceptionnels de 135 millions de dollars (provenant surtout de l'activité à l'étranger) avaient été enregistrés en 1984. Les bénéfices nets du secteur amont ont diminué de 135 millions de dollars (4 %) pour s'établir à 3 milliards; toutefois, les bénéfices nets du secteur aval ont diminué de 180 millions de dollars (44 %) pour atteindre 230 millions en 1985. L'activité à l'étranger et les autres activités au Canada se sont soldées par des baisses respectives des bénéfices nets de 330 et 165 millions de dollars. Les bénéfices nets tirés de l'activité tels qu'ils ont été établis avant les postes extraordinaires ont augmenté de 14 % pour se chiffrer à 4,1 milliards de dollars (annexe B-1).

Les ressources d'autofinancement totales de l'industrie, non touchées par les réductions de la valeur de l'actif, ont augmenté de 810 millions de dollars (8 %) pour passer à 11,4 milliards de dollars. Une augmentation de 13 % des ressources d'autofinancement tirées de l'activité du secteur amont a dépassé les baisses dans tous les autres secteurs. Cette hausse découle des facteurs suivants:

- une augmentation de la production de pétrole et une hausse des prix du pétrole brut;
- une diminution des paiements afférents aux taxes à la production ainsi qu'une baisse des redevances;
- une réduction des frais d'intérêt.

L'impôt courant a augmenté de 10 % pour atteindre 3,1 milliards de dollars, annulant en partie l'accroissement des bénéfices nets et des revenus en espèces.

---

(1) L'annexe C contient un glossaire des termes techniques.
(2) Bénéfices nets après impôts et postes extraordinaires.

Tableau 1. APERÇU DE L'ACTIVITÉ[a]

		1984	1985	Augmentation (Diminution)	
		- - - - - - - - en milliards de $ - - - - - - - -			(%)
RECETTES TOTALES		63,2 $	66,3 $	3,1 $	5
moins:	Frais d'exploitation	8,4	9,6	1,2	14
	Frais d'intérêt	2,8	2,4	(0,4)	(13)
	Taxes et redevances (sans l'impôt sur le revenu)	10,7	10,9	0,2	2
	Autres dépenses en espèces	27,8	28,8	1,0	4
	Impôt sur le revenu - fédéral	2,3	2,6	0,3	13
	- provincial	0,6	0,6	-	-
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT		10,6	11,4	0,8	8
moins:	Réductions de la valeur de l'actif[b]	5,0	5,6	0,6	13
	Impôts reportés	2,0	1,7	(0,3)	(17)
Gains inhabituels (pertes)		0,1	(1,2)	(1,3)	-
BÉNÉFICES NETS[1]		3,7	2,9	(0,8)	(22)

NOTA: (a) Le total peut ne pas être exact, les chiffres étant arrondis. Voir le tableau 5 (page 1-7) pour la ventilation par secteur d'activité.

(b) La rubrique "réduction de la valeur de l'actif" est constituée de frais non financiers et de dépenses d'exploration et de mise en valeur imputées sur les activités courantes.

a. Bénéfices nets par secteur

Les bénéfices nets de l'industrie pétrolière dans l'ensemble ont diminué de 22 % (810 millions de dollars) pour se chiffrer à 2,9 milliards de dollars en 1985. Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger ont diminué de 4 % pour se chiffrer à 2,1 milliards de dollars, tandis que ceux de sociétés sous contrôle canadien ont chuté de 48 % (720 millions de dollars) pour atteindre 765 millions de dollars en 1985.

La baisse draconienne des bénéfices nets des sociétés sour contrôle canadien est attribuable à des réductions massives de la valeur de l'actif, principalement dans le secteur amont. Ces réductions sont d'autant plus évidentes dans la comparaison avec l'année précédente alors que les résultats pour 1984 comprenaient des gains de capital exceptionnels, de l'ordre de 205 millions de dollars. Tous les segments du secteur sous contrôle canadien ont fait état de diminutions de bénéfices nets. Toutefois, les revenus en espèces pour l'ensemble du secteur, non touchés par les réductions de la valeur de l'actif, ont augmenté de 8 % pour atteindre 6,1 milliards de dollars, et les revenus nets après impôts mais avant les postes extraordinaires se sont accrus de 31 % pour se chiffrer à 1,7 milliard de dollars (annexe B-6).

---

(1) Bénéfices nets après impôts et postes extraordinaires.

Les revenus nets des sociétés sous contrôle étranger ont chuté de 4 % (90 millions de dollars) pour atteindre 2,1 milliards de dollars en 1985. L'accroissement des revenus tirés de l'activité en aval, résultant principalement de la hausse des prix du pétrole brut, de la réduction des taxes sur la production, des redevances et des autres taxes n'a pas réussi à compenser les baisses enregistrées dans les autres secteurs d'activités. Les bénéfices du secteur amont ont diminué à cause de la faiblesse des produits pétrochimiques, tandis que des pertes ont été enregistrées au titre des "autres activités au Canada", qui comprennent les dépenses d'entreprise. Ces pertes sont passées de 110 millions de dollars en 1984 à 210 millions en 1985, surtout en raison d'une augmentation des pertes exceptionnelles de l'ordre de 145 millions de dollars. La majeure partie des pertes de 1985 résultent d'une réduction de la valeur des stocks conformément aux principes comptables en ce qui concerne les profits non réalisés. Ces redressements qui ne touchent que les sociétés intégrées ont été considérés comme des postes de dépenses d'entreprise et ont été imputés à partir du 1er juin 1985, soit au moment de la déréglementation des prix du pétrole brut. Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 7 % pour se chiffrer à 5,3 milliards de dollars.

Tableau 2. BÉNÉFICES NETS PAR SECTEUR ET SEGMENT

	1984	1985	Augmentation (Diminution)	
	en milliards de $			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
Amont	1,1 $	0,8 $	(0,3) $	(22)
Aval	0,1	-	(0,1)	(82)
Autres[a]	0,3	(0,1)	(0,4)	-
Total des sociétés sous contrôle canadien	1,5	0,8	(0,7)	(48)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
Amont	2,1	2,2	0,1	5
Aval	0,3	0,2	(0,1)	(22)
Autres[a]	(0,1)	(0,2)	(0,1)	-
Total des sociétés sous contrôle étranger	2,2	2,1	(0,1)	(4)
TOTAL POUR L'INDUSTRIE	3,7	2,9	(0,8)	(22)

NOTA: (a) Comprend les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger et des autres activités au Canada. Les annexes A-6 et B-tableau 1 donnent plus de précisions.

b. Taux de rendement[1]

Rendement de l'avoir propre

Le rendement de l'avoir propre des actionnaires de l'ensemble de l'industrie pétrolière au Canada a affiché un taux de 7,2 % en 1985, contre 9,9 % en 1984. Cette baisse est grandement attribuable à la réduction de la valeur de l'actif au cours de 1985. Cette réduction s'est particulièrement fait sentir chez les sociétés sous contrôle canadien, qui ont enregistré un rendement de l'avoir propre des actionnaires de 3,7 %, contre 10,9 % chez les sociétés sous contrôle étranger.

Rendement du capital utilisé

En 1985, le rendement annuel du capital utilisé par l'industrie pétrolière canadienne a été de 5 %, contre 6,4 % en 1984. D'importantes réductions de la valeur de l'actif ont entraîné une forte diminution des bénéfices nets et une baisse du taux de rendement. Le rendement du capital utilisé par le secteur amont a été de 7 %, contre 7,7 % en 1984, tandis que le rendement du secteur aval est passé de 3 % en 1984 à 1,6 % en 1985 (voir l'analyse quinquennale à l'annexe A-7).

Les sociétés sous contrôle étranger ont obtenu un taux de rendement de 7,6 % sur le capital utilisé dans l'ensemble des activités, soit une diminution par rapport au taux de 8,4 % obtenu en 1984. Le rendement du capital utilisé dans le segment amont a été de 10,8 % en 1985, contre 11,4 % en 1984.

Au cours de 1985, le rendement annuel du capital utilisé par les sociétés sous contrôle canadien a été de 3,3 %, soit une baisse par rapport au taux de 5,2 % enregistré en 1984. Cette baisse est attribuable à des réductions massives de la valeur de l'actif chez les sociétés sous contrôle canadien. Le rendement du capital utilisé dans l'activité amont a été de 4,5 %, contre 5,4 % en 1984.

Tableau 3. TAUX DE RENDEMENT PAR SECTEUR ET SEGMENT

	Contrôle Canadien		Contrôle Étranger		Total Industrie	
	1984	1985	1984	1985	1984	1985
	(%)					
RENDEMENT DE L'AVOIR PROPRE						
Ensemble de l'activité	7,6	3,7	12,4	10,9	9,9	7,2
Activité au Canada	7,0	3,6	12,4	11,0	9,6	7,3
RENDEMENT DU CAPITAL UTILISÉ						
Ensemble de l'activité	5,2	3,3	8,4	7,6	6,4	5,0
Activité au Canada	5,1	3,4	8,5	7,8	6,5	5,2
Activité amont	5,4	4,5	11,4	10,8	7,7	7,0
Activité aval[a]	1,9	(0,9)	3,6	3,0	3,0	1,6

NOTA: (a) Dans le présent tableau, le terme aval désigne uniquement les activités liées aux produits pétroliers, c.-à-d. qu'il exclut les activités pétrochimiques et les autres activités aval.

---

(1) Les taux de rendement sont calculés à partir des données fournies directement à l'ASSP par les sociétés déclarantes. L'annexe A-14, compare ces données avec celles qui ont résulté du calcul effectué par Statistique Canada.

c. Ratio de couverture de l'intérêt

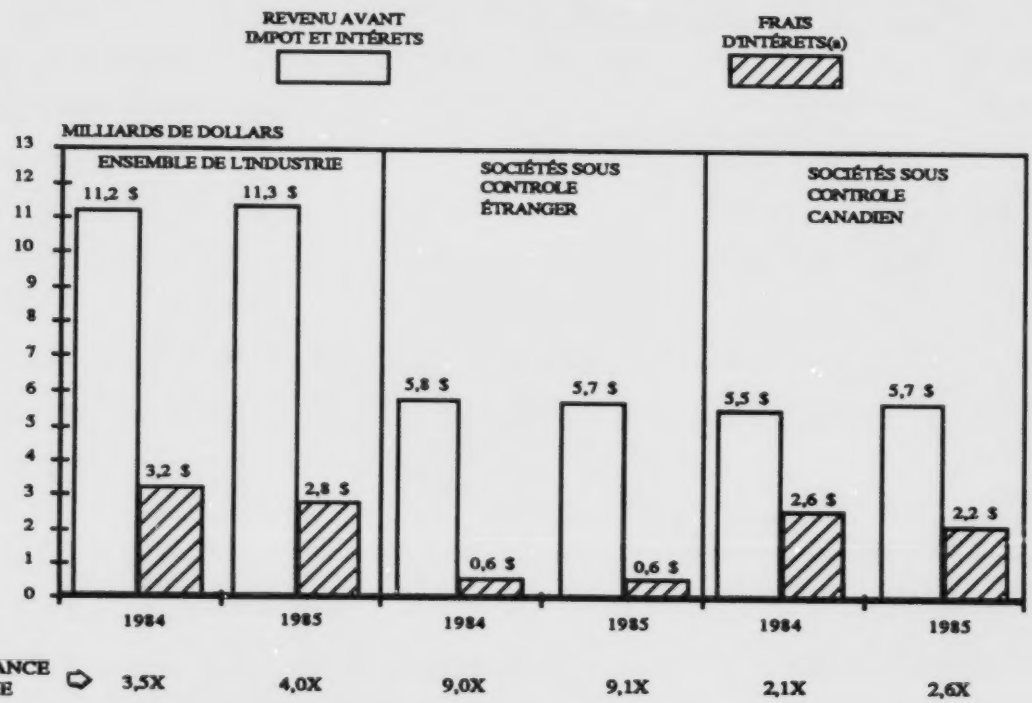
Le revenu avant impôt, les postes extraordinaires, les intérêts et paiements ont été de 4 fois supérieurs au total des frais d'intérêt, aussi bien capitalisés que payés. Ce rapport était de 3,5 en 1984. Ce rendement positif est en partie attribuable à l'acroissement du revenu du secteur amont et à la diminution des frais d'intérêt globaux.

Les sociétés sous contrôle canadien ont enregistré une augmentation de 18 % du revenu avant impôt, attribuable en grande partie à une augmentation des recettes du secteur amont et à une diminution des taxes sur la production et des frais d'intérêt. La conversion de la dette à court terme en dette à long terme et le remplacement d'une partie de la dette par des émissions d'unités de participation ainsi que la baisse des taux d'intérêt ont entraîné une diminution des frais d'intérêt de 390 millions de dollars. Par conséquent, le ratio de couverture de l'intérêt est passé de 2,1 en 1984 à 2,6 en 1985.

Les sociétés sous contrôle étranger ont légèrement augmenté leur ratio de couverture d'intérêt qui est passé à 9,1. Bien que le revenu avant impôt ait augmenté, la baisse du revenu pour toutes les autres activités a fait plus que compenser cette hausse.

L'analyse des frais d'intérêt porte sur l'ensemble de l'activité de l'industrie, étant donné que c'est sans uniformité ni cohérence que les sociétés répartissent les frais d'intérêt entre les différents secteurs économiques, c'est-à-dire l'activité en amont, l'activité en aval, les autres activités au Canada et l'activité à l'étranger.

Graphique 1. COMPARAISON DES FRAIS D'INTÉRÊT ET DU REVENU AVANT IMPÔT



NOTA: (a) Les chiffres indiqués comprennent les frais d'intérêt et dépensés et capitalisés. L'annexe A-8 donne plus de détails.

d. Bénéfices nets par groupe de sociétés

Sociétés intégrées et raffineurs

Treize sociétés regroupées dans la catégorie "sociétés intégrées et raffineurs" sont à l'origine de la majeure partie des recettes du secteur aval, et de 32 % des recettes du secteur amont. Les bénéfices nets de ce groupe se sont chiffrés à 605 millions de dollars, soit une diminution de 65 % par rapport à 1,8 milliard de dollars réalisé en 1984, ce qui témoigne des fortes réductions de la valeur de l'actif dans le secteur amont (680 millions de dollars) et des pertes exceptionnelles de 245 millions de dollars dans les autres activités au Canada. De même, les bénéfices nets tirés des activités du secteur amont sont passés de 1,3 milliard de dollars en 1984 à 685 millions en 1985. Alors que la moitié de la baisse du revenu net de ce groupe est attribuable aux activités du secteur amont, les autres secteurs d'activités se partagent presque également le reste.

Producteurs de pétrole et de gaz

Les 112 "producteurs de pétrole et de gaz" oeuvrent presque exclusivement dans le secteur amont. Les prix plus élevés par suite de l'Accord de l'Ouest ont entrainé une hausse de 6 % des recettes brutes du secteur amont, qui se chiffrent à 18,9 milliards de dollars (annexe B-1). Les bénéfices nets de ce groupe ont augmenté de 17 % pour totaliser 2,3 milliards de dollars en 1985. Les bénéfices nets des producteurs du secteur amont ont augmenté de 25 % pour se chiffrer à 2,3 milliards de dollars, augmentation attribuable en grande partie à la baisse des taxes à la production, des redevances et des frais d'intérêt. Les producteurs ont enregistré une augmentation de 40 millions de dollars du revenu net tiré des activités à l'étranger attribuable à un gain exceptionnel de 95 millions de dollars en 1985. Par contre, le secteur aval et les autres activités au Canada ont vu leurs bénéfices baisser de 160 millions de dollars.

Tableau 4. BÉNÉFICES NETS PAR GROUPE DE SOCIÉTÉS

	1984	1985	Augmentation (Diminution)	
	en milliards de $			(%)
SOCIÉTÉS INTÉGRÉES ET RAFFINEURS				
Amont	1,3 $	0,7 $	(0,6) $	(46)
Aval	0,3	0,1	(0,2)	(53)
Autres[a]	0,2	(0,2)	(0,4)	-
Total - Sociétés intégrées et raffineurs	1,8	0,6	(1,2)	(65)
PRODUCTEURS DE PÉTROLE ET DE GAZ				
Amont	1,8	2,3	0,5	25
Aval	0,1	0,1	-	(23)
Autres[a]	-	(0,1)	(0,1)	-
Total - Producteurs	2,0	2,3	0,3	17
TOTAL, INDUSTRIE	3,7	2,9	(0,8)	(22)

NOTA: (a) Comprend les bénéfices nets provenant des activités à l'étranger et des activités autres au Canada. Voir les détails à l'annexe B, tableau 1.

Tableau 5. RENDEMENT FINANCIER PAR SECTEUR[a]

	AMONT				AVAL			
	1984	1985	Augmentation (Diminution)		1984	1985	Augmentation (Diminution)	
	-- en milliards de $ --			(%)	-- en milliards de $ --			(%)
RECETTES TOTALES	26,6 $	27,9 $	1,3 $	5	31,9 $	34,0 $	2,1 $	7
moins: Frais d'exploitation	4,3	4,8	0,5	12	2,8	3,2	0,4	17
Frais d'intérêt	1,7	1,6	(0,1)	(6)	0,3	0,1	(0,2)	(51)
Redevances, taxes	6,4	6,3	(0,1)	(2)	1,9	2,4	0,5	22
TRPG, TRPS, TGNLGN	2,2	2,0	(0,2)	(9)	-	-	-	-
Autres dépenses	4,1	4,5	0,4	10	26,4	27,9	1,5	6
REVENUS AVANT IMPÔT	7,8	8,7	0,9	11	0,5	0,4	(0,1)	(15)
moins: Impôts courants	2,9	3,1	0,2	5	-	0,2	0,2	-
Impôts reportés	1,8	1,7	(0,1)	(4)	0,1	(0,1)	(0,2)	-
Gains inhabituels (Pertes)	-	(0,9)	(0,9)	-	-	(0,1)	(0,1)	-
BÉNÉFICES NETS	3,1	3,0	(0,1)	(4)	0,4	0,2	(0,2)	(44)
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[b]	8,4	9,5	1,1	13	1,1	1,1	-	-

	AUTRES ACTIVITÉS AU CANADA[c]				ACTIVITÉS À L'ÉTRANGER			
RECETTES TOTALES	3,1	2,6	(0,5)	(16)	1,7	1,7	-	3
moins: Frais d'exploitation	0,8	0,9	0,1	16	0,5	0,6	0,1	13
Frais d'intérêt	0,7	0,6	(0,1)	(9)	0,2	0,1	(0,1)	(27)
Autres dépenses	1,7	1,3	(0,4)	(21)	0,8	1,0	0,2	19
REVENUS AVANT IMPÔT	(0,1)	(0,3)	(0,2)	-	0,2	0,1	(0,1)	(53)
moins: Impôts courants	(0,2)	(0,2)	-	-	0,2	0,1	(0,1)	(17)
Impôts reportés	0,1	-	(0,1)	(64)	0,1	-	(0,1)	(36)
Gains inhabituels (Pertes)	(0,1)	(0,3)	(0,2)	-	0,2	0,1	(0,1)	(50)
BÉNÉFICES NETS	-	(0,3)	(0,3)	-	0,2	-	(0,2)	(82)
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[b]	0,5	0,3	(0,2)	(46)	0,6	0,6	-	(4)

NOTA: (a) Les variations en pourcentage reflètent les données détaillées, non arrondies, exposées au tableau 1 de l'annexe B.

(b) Les ressources d'autofinancement sont constituées de la somme des bénéfices nets, des impôts reportés et des postes hors caisse (la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement et les frais d'exploration et de mise en valeur imputés à la période visée par le rapport.)

(c) Comprend les services de forage, les pipelines, l'extraction de charbon et d'uranium, l'extraction des métaux et les autres activités qui ne sont pas liées au pétrole.

SECTEUR AMONT

Les recettes du secteur amont ont augmenté de 5 % pour se chiffrer à 27,9 milliards de dollars, par suite de la hausse des prix à la tête de puits[1] et d'une augmentation de 2 % de la production de pétrole brut (annexe A-2). Un fort accroissement des exportations de pétrole brut (+ 78 %) et une augmentation de 3 % de la consommation canadienne de produits raffinés ont amené une hausse de la production. L'augmentation de la production de pétrole brut est attribuable à la mise en marche du projet de Norman Wells, de la production commerciale de Cold Lake et de Wolf Lake ainsi qu'à un certain nombre de projets de récupération assistée du pétrole. La production aurait pu être plus élevée si le réseau interprovincial de pipe-lines avait eu la capacité suffisante. La production de gaz naturel (+ 9 %) a été soutenue par une augmentation des ventes à l'exportation (+ 22 %) et par une plus forte consommation canadienne (+ 4 %). Toutefois en 1985, on a assisté à une diminution des prix du gaz naturel par rapport à 1984. L'augmentation des ventes de soufre sur le marché international et la hausse des prix[2] ont grandement contribué à l'accroissement des recettes de plusieurs sociétés.

Au cours de 1985, les bénéfices nets du secteur amont ont diminué de 4 %, soit de 135 millions de dollars, pour se chiffrer à 3 milliards, à cause de réductions de la valeur de l'actif totalisant presque 900 millions de dollars. Les réductions extraordinaires pour le secteur amont ont été effectuées après une réévaluation du potentiel en ressources, particulièrement dans les régions pionnières, en tenant compte de la baisse des prix du pétrole sur le marché mondial et des possibilités de mise en valeur.

Les bénéfices nets avant les réductions extraordinaires ont augmenté de 25 % pour s'établir à 3,9 milliards de dollars, en raison d'une diminution des taxes à la production[3], des redevances provinciales et des frais d'intérêt. Ce rendement positif a été compensé en partie par une augmentation des postes hors caisse, tels que les frais pour épuisement (+ 18 %) et pour les puits secs (+ 16 %), et par une augmentation de 12 % des frais d'exploitation, attribuable en grande partie aux projets de récupération assistée du pétrole. Les bénéfices de certaines sociétés ont diminué en raison de l'application du calcul proportionnel de la production en Alberta qui empêche la pleine utilisation de la capacité de production de pétrole brut.

Les sociétés sous contrôle canadien ont essuyé une diminution de 22 % (235 millions de dollars) des bénéfices nets en amont, principalement à cause des réductions de la valeur de l'actif au cours de 1985. Les bénéfices nets en amont des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 5 %, la hausse se chiffrant à 100 millions de dollars. Le total des revenus en espèces pour le secteur amont, non touché par les réductions de la valeur de l'actif, s'est accru de 13 % (1,1 milliard de dollars) pour atteindre 9,5 milliards de dollars.

---

(1) La déréglementation des prix et des marchés du pétrole brut au Canada à partir du 1er juin 1985 a constitué l'un des éléments-clé de l'Accord de l'Ouest. Sous l'ancien régime qui gérait les prix du pétrole, le prix à la tête de puits de «l'ancien pétrole» est demeuré stable à 187,22 $ le mètre cube (29,75 $ le baril) en 1984 et au cours des cinq premiers mois de 1985. La production sans cesse croissante de pétrole qui s'inscrivait dans les catégories élargies de pétrole admissible s'est vue accorder le prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) (plus de 50 % de la production canadienne au moment de la déréglementation). Le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta a été de 2,79 $ le gigajoule (2,99 $ le millier de pieds cubes) en 1984 et en 1985. Le prix moyen du gaz naturel exporté aux États-Unis est passé de 4,80 $ le gigajoule en 1984 à 4,07 $ en 1985, principalement à cause des presssions exercées sur les prix par le marché américain des ventes au comptant.

(2) Le prix contractuel de base à Vancouver a augmenté, passant de 105 $ US par tonne en 1984 (second semestre) à 125 $ US par tonne au cours du premier semestre de 1985 et 135 $ US par tonne au cours du second semestre de 1985.

(3) La réduction des taxes à la production est attribuable à une baisse des paiements sur la production de certains puits de récupération assistée du pétrole et aux dispositions de l'Accord de l'Ouest qui exemptent de l'impôt sur les revenus pétroliers et gaziers toute nouvelle production réalisée après le 1er avril 1985.

SECTEUR AVAL

Les recettes du secteur aval ont augmenté de 7 % pour passer à 34 milliards de dollars. Cette augmentation n'a cependant pas été suffisante pour compenser la hausse des coûts du pétrole brut, des taxes de vente, des coûts d'exploitation et des réductions de la valeur de l'actif. De même, les marges de profits(1) du raffinage et de la commercialisation ont légèrement diminué de 1,3 % en 1985. Cette augmentation coïncide avec une légère baisse de l'utilisation moyenne de la capacité de raffinage qui est passée de 74 % en 1984 à 73 % en 1985. En outre, des réductions extraordinaires de l'actif de 130 millions de dollars et une faiblesse des activités pétrochimiques ont entraîné une baisse de 180 millions de dollars des bénéfices du secteur aval qui se chiffrent à 230 millions de dollars en 1985.

Les bénéfices nets ont également diminué en raison de l'accroissement des postes réservés à la dépréciation, de la réduction accrue de la valeur de l'actif et de l'augmentation de l'impôt courant, lequel est passé de 5 millions de dollars en cours de 1984 à plus 150 milllions de dollars en 1985. Les revenus en espèces sont demeurés stables pour s'établir à 1 milliard de dollars.

AUTRES ACTIVITÉS AU CANADA

Ce secteur commercial, qui comprend le revenu et les dépenses des sociétés a enregistré une perte de 340 millions de dollars au cours de 1985, contre une perte de 10 millions de dollars en 1984. Cette hausse est attribuable à la fermeture d'entreprises en 1984, à la cession d'actions de secteurs non pétroliers et à l'augmentation de 155 millions de dollars des pertes extraordinaires qui sont passées de 95 millions de dollars en 1984 à 250 millions de dollars en 1985 en raison des bénéfices reportés.

Selon la méthode de consolidation des affaires, plusieurs sociétés intégrées ont reporté une partie des bénéfices nets qu'elles ont tirés du pétrole brut parce qu'elles ne vendent plus la totalité de leur production à des acheteurs avec lesquels elles n'ont aucun lien de dépendance, tels que la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta. Les bénéfices reportés seront portés au compte du revenu lorsque les produits raffinés provenant du pétrole brut seront vendus aux consommateurs. Ce redressement unique a été effectué par suite de la déréglementation de la mise en marché du pétrole brut le 1er juin 1985. Dorénavant, les dispositions relatives aux bénéfices reportés ne changeront que lorsque les stocks ou les éléments du coût du brut pour les produits finis augmenteront ou diminueront.

Les ressources d'autofinancement ont diminué passant de 490 millions de dollars en 1984 à 265 millions de dollars en 1985.

Tel que noté dans les Examens de l'activité antérieurs, un certain nombre de sociétés imputent les opérations de financement et, par conséquent, les frais d'intérêt au poste des "affaires de la société" qui, par définition, font partie intégrante des "autres activités canadiennes". Même si un plus grand nombre de sociétés imputent maintenant leur frais d'intérêt à d'autres segments, 25 % de tous les frais d'intérêt d'une industrie sont toujours imputés à ce secteur qui ne produit que 4 % du total des recettes.

ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER

Les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger se sont chiffrés à 35 millions de dollars au cours de 1985 alors qu'ils étaient de 200 millions l'année précédente. Le fait que le gain extraordinaire de 190 millions de dollars réalisé en 1984 ne se soit pas répété en 1985 explique en bonne partie cette diminution des bénéfices nets.

---

(1) La marge de profits désigne les revenus avant impôts exprimés en pourcentage des recettes totales.

2 - SOURCES DES FONDS

Les fonds de toutes provenances dont disposait l'industrie se sont chiffrés à 24,3 milliards de dollars au cours de 1985, contre 21,6 milliards en 1984. Les fonds générés par l'activité ont augmenté de 8 % pour passer à 11,4 milliards de dollars et les fonds provenant des sources externes se sont accrus de 17 % pour se chiffrer à 12,9 milliards de dollars. L'augmentation des emprunts et des émissions d'actions ainsi que de plus fortes réductions du fond de roulement ont plus que compensé les coupures effectuées dans les subventions octroyées en vertu du PESP ou de programmes semblables et la diminution des fonds provenant de toutes autres sources (voir les pages 2-3).

Tableau 6. RÉSUMÉ -- SOURCES DE FONDS[a]

	1984	1985	Augmentation (Diminution)		Part du Total 1984	Part du Total 1985
	--- en milliards de $ ---			(%)	(%)	
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT						
Bénéfices nets avant gains inhabituels	3,6 $	4,1 $	0,5 $	14	17	17
Postes hors-caisse[b]	7,0	7,3	0,3	4	32	30
Total des ressources d'autofinancement	10,6	11,4	0,8	8	49	47
SOURCES EXTERNES[1]						
Nouvelle dette à long terme[c]	1,2	2,1	0,9	70	6	9
Nouvelles participations[c]	1,8	2,0	0,2	10	8	8
Diminution du fonds de roulement[c]	0,9	2,8	1,9	201	4	12
PESP et autres subventions	1,9	1,9	-	(1)	9	8
Toutes autres sources[d]	5,2	4,1	(1,1)	(20)	24	17
Total des sources externes	11,0	12,9	1,9	17	51	53
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	21,6	24,3	2,7	12	100	100

NOTA: (a) Le tableau 2 de l'annexe B donne plus de détails à ce sujet.
(b) Comprend les impôts reportés, les dépenses d'exploration et de mise en valeur déduites du revenu courant, ainsi que les autres postes hors-caisse (la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement) qui n'ont pas nécessité de mise de fonds au cours de la période visée par le présent rapport.
(c) Les chiffres représentent les montants nets de la nouvelle dette à long terme, du nouvel avoir propre ou des nouveaux fonds provenant de la réduction des fonds de roulement des sociétés qui ont déclaré avoir obtenu des fonds de ces sources. Une diminution nette dans ces catégories, déclarée par certaines sociétés, est inscrite au titre des affectations de fonds au tableau 10 (page 3-1).
(d) Comprend les gains inhabituels; des pertes inhabituelles figurent au titre "Autres affectations de fonds" au tableau 10.

---

(1) Déduction faite des activités de refinancement et autres transactions connexes, les contributions de sources externes aux fonds disponibles à l'industrie sont moins significatives que celles indiquées ici (voir tableau 9, page 2-4).

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

Les ressources d'autofinancement de l'industrie pétrolière ont augmenté de 8 % (810 millions de dollars) pour atteindre 11,4 milliards de dollars au cours de 1985, en raison surtout de la hausse des prix à la production dans le secteur du pétrole brut, de l'augmentation de la production de pétrole classique et de pétrole synthétique ainsi que de la baisse des frais d'intérêt, de la réduction des taxes à la production et de la diminution des redevances. Le secteur amont a enregistré des ressources d'autofinancement de 9,5 milliards de dollars, soit une hausse de 13 %. Les ressources d'autofinancement tirées du secteur aval n'ont pas changé, alors que celles des autres activités au Canada et de l'activité à l'étranger ont accusé une baisse.

Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 460 millions de dollars (8%) pour atteindre 6,1 milliards, en raison surtout de la baisse des frais d'intérêt et de la réduction des taxes à la production. Ce sont les sociétés sous contrôle étranger qui ont bénéficié de la baisse des redevances, des taxes sur la production et de l'impôt courant; elles ont enregistré une augmentation de leurs ressources d'autofinancement de 7% (350 millions de dollars) qui ont atteint 5,3 milliards de dollars.

Tableau 7. RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT PAR SECTEUR ET PAR TYPE DE SOCIÉTÉS[a]

	1984	1985	Augmentation (Diminution)	
	en milliards de $			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
Amont	4,4 $	5,0 $	0,6 $	13
Aval	0,4	0,5	0,1	5
Autres[b]	0,8	0,6	(0,2)	(20)
Total des sociétés sous contrôle canadien	5.6	6.1	0.5	8
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
Amont	4,0	4,5	0,5	12
Aval	0,7	0,6	(0,1)	(4)
Autres[b]	0,2	0,2	-	(33)
Total des sociétés sous contrôle étranger	5.0	5.3	0.3	7
TOTAL DE L'INDUSTRIE				
Amont	8,4	9,5	1,1	13
Aval	1,1	1,1	-	-
Autres[b]	1,1	0,8	(0,3)	(23)
TOTAL - INDUSTRIE	10.6	11.4	0.8	8

NOTA: (a) Le tableau 1 de l'annexe B donne plus de détails à ce sujet.
(b) Comprend les ressources d'autofinancement tirées des activités à l'étranger et des activités autres au Canada.

SOURCES EXTERNES DE FONDS

Les fonds provenant des sources externes sont passés de 11 milliards de dollars en 1984 à 12,9 milliards en 1985, ce qui reflète les besoins accrus de l'industrie en matière de financement. La nouvelle dette à long terme a augmenté de 70 % pour s'établir à 2,1 milliards de dollars et la valeur des nouvelles actions émises s'est accrue de 10 % pour totaliser 2 milliards de dollars. Une diminution des fonds provenant des "autres sources", particulièrement l'absence de gains exceptionnels, a partiellement annulé ces augmentations. Au cours de 1985, le prélèvement du fonds de roulement a été de 2,8 milliards de dollars, contre 900 millions de dollars en 1984.

La réduction des subventions du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) s'est traduite par une diminution des fonds de 180 millions de dollars. Les sociétés pétrolières évaluent leurs subventions à 1,6 milliard de dollars, soit une baisse de 10 % par rapport à 1984, qui est attribuable au ralentissement des travaux d'exploration dans les Terres du Canada. Plus de 95 % des subventions ont été versées à des sociétés sous contrôle canadien. Le gouvernement de l'Alberta a administré et payé environ 23 % du total des subventions du PESP, et le gouvernement du Canada s'est chargé du reste.

Tableau 8. SUBVENTIONS DU PESP PAR RÉGION ET PAR SECTEUR

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total	
	1984	1985	1984	1985	1984	1985
	en millions de $					
PROVINCES						
Colombie-Britannique	22 $	22 $	-	-	22 $	22 $
Alberta	279	359	-	-	279	359
Autres provinces	49	61	-	-	49	61
Total pour les provinces	350	443	-	-	350	443
TERRES DU CANADA						
Mer de Beaufort	525	431	4	17	529	447
Labrador, Est	419	410	19	18	438	428
Secteur sud du plateau continental de l'Atlantique	299	156	22	14	321	170
Autres	133	99	3	4	136	103
Total - Terres du Canada	1376	1095	48	53	1424	1148
TOTAL - CANADA	1726	1538	48	53	1773	1591

NOTA: (a) L'annexe A-9 présente une ventilation plus détaillée.

SOURCES EXTERNES NETTES(1)

Les sources nettes de fonds de l'industrie du pétrole ont chuté de 18 % (2,4 milliards de dollars) totalisant 11,1 milliards de dollars en 1985. Alors que les ressources d'autofinancement ont augmenté en 1985, les sources externes de fonds nettes d'affectations associées ont chuté de 2,9 milliards de dollars à un montant négatif de 300 millions de dollars; i.e. l'industrie a fourni des fonds aux autres secteurs de l'économie. Les augmentations de la dette à long terme et de la participation ont été plus que compensées par les mouvements de capitaux dus à l'achat d'avoirs en dehors du secteur pétrolier au Canada.

En 1985, l'industrie a utilisé un plus grand montant de fonds pour les dépenses nettes de capital et les paiements de dividendes -- jusqu'à 16 % et 33 % respectivement. La réduction nette du fonds de roulement s'élevait en 1985 à 700 millions de dollars comparativement à une augmentation du fonds de roulement de 3,6 milliards de dollars en 1984.

Tableau 9. SOURCES ET AFFECTATIONS NETTES DES FONDS

	1984	1985	Augmentation (Réduction)	
	----- en milliards de $ -----			(%)
SOURCES D'AUTOFINANCEMENT	10.6 $	11.4 $	0.8 $	8
Sources/Affectations externes				
Nouvelle dette à long terme, nette de remboursement	(1.4)	0.3	1.7	-
Nouvelles participations, nettes de rachat	1.7	1.4	(0.3)	(14)
Toutes autres sources, nettes d'autres affectations	2.6	(2.0)	(4.6)	-
Sources externes nettes	2.9	(0.3)	(3.2)	-
	13.5	11.1	(2.4)	(18)
AFFECTATIONS DISCRÉTIONNAIRES				
Dépenses nettes de capital	8.6	10.0	1.4	16
Paiements des dividendes	1.3	1.8	0.5	33
Augmentation du fonds de roulement	3.6	(0.7)	(4.3)	-
	13.5	11.1	(2.4)	(18)
SOURCES EXTERNES NETTES EXPRIMÉES EN POURCENTAGE DU TOTAL DES SOURCES DE FONDS				
	------ (%) -----			
Total, industrie	21.4	(3.0)		
Sociétés intégrées et raffineurs	5.2	(11.3)		
Sociétés pétrolières et gazières	30.7	4.5		

(1) Les sources et affectations de fonds d'une entreprise individuelle sont communiquées à l'ASSP sur une base nette. Par exemple, une entreprise contractant ou remboursant une dette ne soumet que le montant net. La même chose s'applique aux changements intervenant dans la participation, le fonds de roulement et autres sources et affectations de fonds. Au niveau de l'ensemble des activités de l'industrie, l'ASSP additionne les montants nets, tels que présentés, afin de distinguer la nouvelle dette à long terme du remboursement de la dette, les augmentations du fonds de roulement des diminutions du fonds de roulement. Cette présentation permet d'obtenir la mesure des retraits nets de fonds de toute l'industrie sur les autres secteurs de l'économie; il propose, à cet effet, une récapitulation des sources et affectations de fonds à partir de la valeur nette de toutes les transactions externes.

3 - AFFECTATIONS DES FONDS

En 1985, l'ensemble des affectations de fonds a augmenté de 12 % par rapport à 1984, passant à 24,3 milliards de dollars. Les dépenses de capital, qui forment sans contredit la principale composante sous le titre «Affectations des fonds», se sont accrues de 15 % pour atteindre 12 milliards de dollars.

La catégorie «Autres affectations», qui a enregistré une hausse de 3,3 milliards de dollars par rapport à 1984 représente des fonds affectés à l'acquisition de sociétés et à l'achat d'usines et de biens appartenant à d'autres sociétés. Les paiements de dividendes ont augmenté de 440 millions de dollars en 1985 pour se chiffrer à 1,8 milliard de dollars. Le remboursement de la dette à long terme est passé de 2,6 milliards de dollars en 1984 à 1,9 milliard de dollars en 1985, annulant en partie la hausse des affectations de fonds.

Tableau 10. RÉSUMÉ -- AFFECTATIONS DES FONDS

	1984	1985	Augmentation (Diminution)		Part du Total 1984	Part du Total 1985
	--- en milliards de $ ---			(%)	(%)	
DÉPENSES DE CAPITAL						
Dépenses au Canada[a]	9,8 $	10,9 $	1,1 $	11	45	45
Dépenses à l'étranger	0,7	1,1	0,4	60	3	4
Total des dépenses de capital	10.5	12.0	1.5	15	48	49
AUTRES AFFECTATIONS DES FONDS						
Remboursement de la dette à long terme[b]	2,6	1,9	(0,7)	(27)	12	8
Rachat de l'avoir propre[b]	0,2	0,6	0,4	252	1	2
Augmentation du fonds de roulement[b]	4,5	2,1	(2,4)	(52)	21	9
Dividendes	1,3	1,8	0,5	33	6	7
Autres affectations[c]	2,6	5,9	3,3	128	12	24
Total - Autres affectations	11.2	12.3	1.1	10	52	51
TOTAL - TOUTES LES AFFECTATIONS	21.6	24.3	2.7	12	100	100

NOTA: (a) Les dépenses sont données en chiffres bruts sans rajustement pour les subventions du PESP et les autres subventions.

(b) Représente l'affectation nette de fonds au rachat de l'avoir propre, la diminution de la dette à long terme et l'accroissement des fonds de roulement dans le cas des sociétés qui ont déclaré des affectations de fonds à ces fins. L'augmentation nette dans ces catégories, déclarée par certaines sociétés, est donnée comme «Source de fonds» dans le tableau 6 (page 2-1).

(c) Principalement des fonds affectés aux acquisitions d'usines et de propriétés appartenant à d'autres sociétés et des fonds affectés à des mainmises sur des sociétés. Comprend les pertes inhabituelles; les gains inhabituelles sont compris dans le poste «Toutes autres sources» du tableau 6.

DÉPENSES DE CAPITAL

En 1985, l'ensemble des dépenses de capital a augmenté de 15 % (1,5 milliard de dollars) pour passer à 12 milliards de dollars, en raison d'un accroissement de 11 % des dépenses engagées au Canada et d'un relèvement de 60 % des dépenses effectuées à l'étranger. Le pourcentage des dépenses faites à l'étranger par rapport au total des dépenses de capital est passé de 9 à 6 %, par suite de la forte augmentation des dépenses engagées à l'étranger. Les dépenses de capital engagées au Canada se sont chiffrées à 10,9 milliards de dollars, dépassant le chiffre record de 10,5 milliards de dollars établi en 1982. Les dépenses amont sont demeurées la plus importante composante du total des dépenses de capital; elles ont représenté 77 % du total en 1985 contre 76 % en 1984. Une réduction des dépenses de capital en aval et d'autres dépenses de capital a partiellement annulé ces augmentations.

Tableau 11. DÉPENSES DE CAPITAL[a]

	1984	1985	Augmentation (Diminution)		Part du Total 1984	Part du Total 1985
	--- en milliards de $ ---			(%)	(%)	
AMONT						
Exploration	5,0 $	4,9 $	(0,1) $	(1)	48	41
Mise en valeur	1,1	1,5	0,4	35	11	13
Production	1,3	1,7	0,4	34	12	14
Non classique[b]	0,6	1,1	0,5	93	6	9
Total - Secteur amont[c]	8.0	9.3	1.3	16	76	77
Secteur aval	1,1	0,9	(0,2)	(11)	10	8
Extraction des ressources énergétiques minières	0,2	0,2	-	3	2	2
Autres	0,6	0,5	(0,1)	(14)	6	4
TOTAL DES DÉPENSES AU CANADA	9.8	10.9	1.1	11	94	91
DÉPENSES À L'ÉTRANGER	0,7	1,1	0,4	60	6	9
TOTAL DES DÉPENSES	10.5	12.0	1.5	15	100	100
Rappel:						
Dépenses de capital en amont (Nettes des subventions PESP et autres)	6,1	7,3	1,2	20		

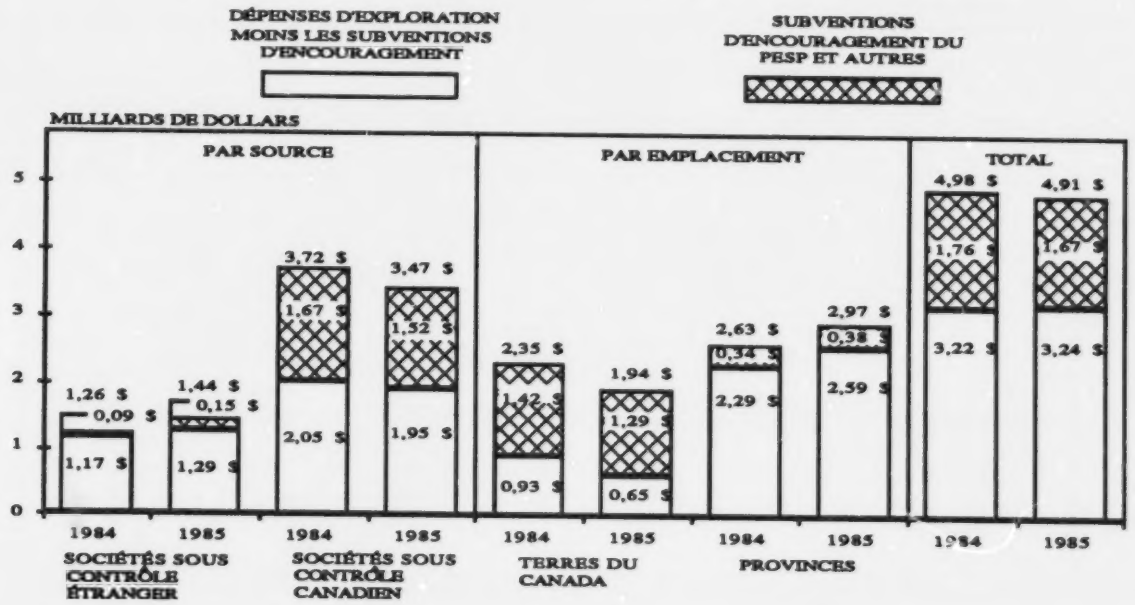
NOTA: (a) Pour une ventilation plus détaillée, voir les tableaux 3 et 4 de l'annexe B.
(b) Comprend les projets relatifs aux sables pétrolifères et au pétrole lourd non classique.
(c) Comprend les subventions du PESP.

Secteur amont: Les dépenses de capital du secteur amont ont augmenté de 16 % pour atteindre le niveau sans précédent de 9,3 milliards de dollars en 1985. Les dépenses de mise en valeur et de production ont augmenté de 35 % et de 34 %, respectivement, et les dépenses associées aux sables bitumineux de 93 %. Par contre, l'ensemble des dépenses d'exploration a baissé de 1 %. Déduction faite des subventions du PESP et des subventions d'encouragements semblables, les dépenses engagées dans le secteur amont par les sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 36 %, tandis que celles des sociétés sous contrôle canadien n'ont augmenté que de 8 %. Les dépenses des sociétés sous contrôle canadien ont augmenté moins rapidement, mais ont néanmoins atteint un chiffre plus élevé que les dépenses des sociétés sous contrôle étranger.

Les dépenses d'exploration se sont chiffrées à 3 milliards de dollars dans les provinces, soit une augmentation de 13 %, et à 1,9 milliard de dollars dans les Terres du Canada, soit une diminution de 18 %. Le total des dépenses d'exploration ont diminué de 1 % pour atteindre 4,9 milliards de dollars. Les dépenses d'exploration dans les Terres du Canada ont représenté 39 % du total des dépenses d'exploration, contre 47 % en 1984. Les plus fortes baisses des dépenses dans les Terres du Canada ont été enregistrées dans le sud du plateau continental de l'Atlantique (160 millions de dollars) et dans la mer de Beaufort (110 millions de dollars) (annexe A-11).

Les dépenses d'exploration des sociétés sous contrôle étranger se sont accrues de 15 % en 1985, alors que les sociétés sous contrôle canadien, touchées plus durement par la réduction de l'activité dans les Terres du Canada, ont réduit leurs dépenses de 7 %. Les sociétés sous contrôle canadien sont à l'origine de 85 % de l'activité dans les régions pionnières et de plus de 70 % des dépenses d'exploration.

Graphique 2. DÉPENSES D'EXPLORATION AU CANADA



Dépenses dans le secteur aval: En 1985, ces dépenses ont diminué de 11 % pour se chiffrer à 940 millions de dollars, contre 1,1 milliard de dollars en 1984. Les dépenses engagées pour les débouchés du marché et les pipe-lines se sont accrues, mais n'ont que partiellement compensé la réduction des dépenses engagées relativement au raffineries et aux usines pétrochimiques.

Extraction des ressources énergétiques minières et autres: Ces dépenses ont diminué de 10 % pour totaliser 690 millions de dollars. Elles comprennent les déboursés pour les navires de forage, les caissons et les installations de forage, une partie du montant total représentant le montant actualisé des intérêts payés relativement aux dépenses engagées avant la mise en marche des projets.

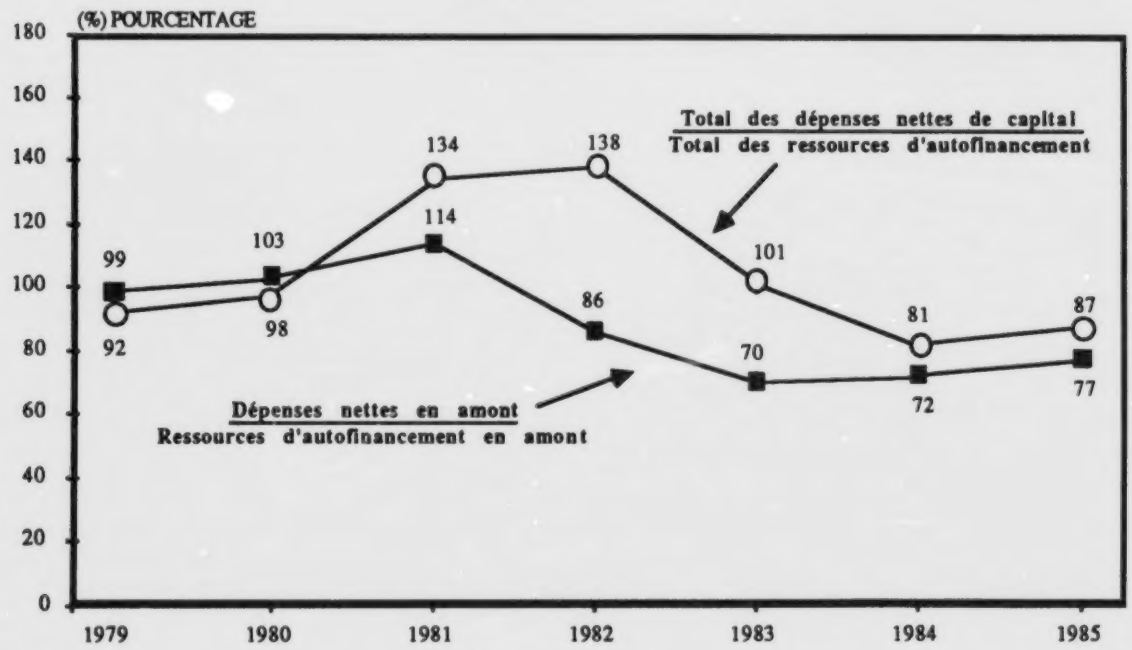
RATIO DES RÉINVESTISSEMENTS

La proportion totale des réinvestissements de l'industrie pétrolière, soit le pourcentage du total des dépenses de capital nettes[1] par rapport aux ressources d'autofinancement de tous les éléments de l'entreprise, a augmenté de 6 points en 1985 pour atteindre 87 %. Bien que les ressources d'autofinancement se soient accrues de 8 %, les dépenses de capital nettes ont augmenté de 13 % en 1985. La hausse globale aurait été plus élevée n'eût été la réduction des dépenses du secteur aval de 11 %.

Bien que le ratio de réinvestissement de l'ensemble de l'industrie ait progressé de 6 %, les résultats ont été bien différents dans le secteur amont, selon que les sociétés sont sous contrôle canadien ou sous contrôle étranger. D'une part, ces dernières ont accru leurs dépenses de capital de 36 %, par suite d'une augmentation des ressources d'autofinancement de 12 %, et ont ainsi fait passer leur ratio de réinvestissement dans le secteur amont de 65 % à 79 % en 1985. D'autre part, les sociétés sous contrôle canadien ont augmenté leurs dépenses de capital nettes de 8 % alors que leurs ressources d'autofinancement dans le secteur amont se sont accrues de 13 %. C'est pourquoi leur ratio de réinvestissement a chuté à 75 %, soit 4 % de moins qu'en 1984.

Les dépenses de capital du secteur amont (déduction faite des subventions du PESP) ont représenté 77 % des ressources d'autofinancement amont ou 5 % de plus qu'en 1984, ce qui est attribuable au fait que les ressources d'autofinancement et les dépense nettes du secteur amont ont augmenté de 13 % et 20 %, respectivement.

Graphique 3. RATIO DES RÉINVESTISSEMENTS DU SECTEUR AMONT

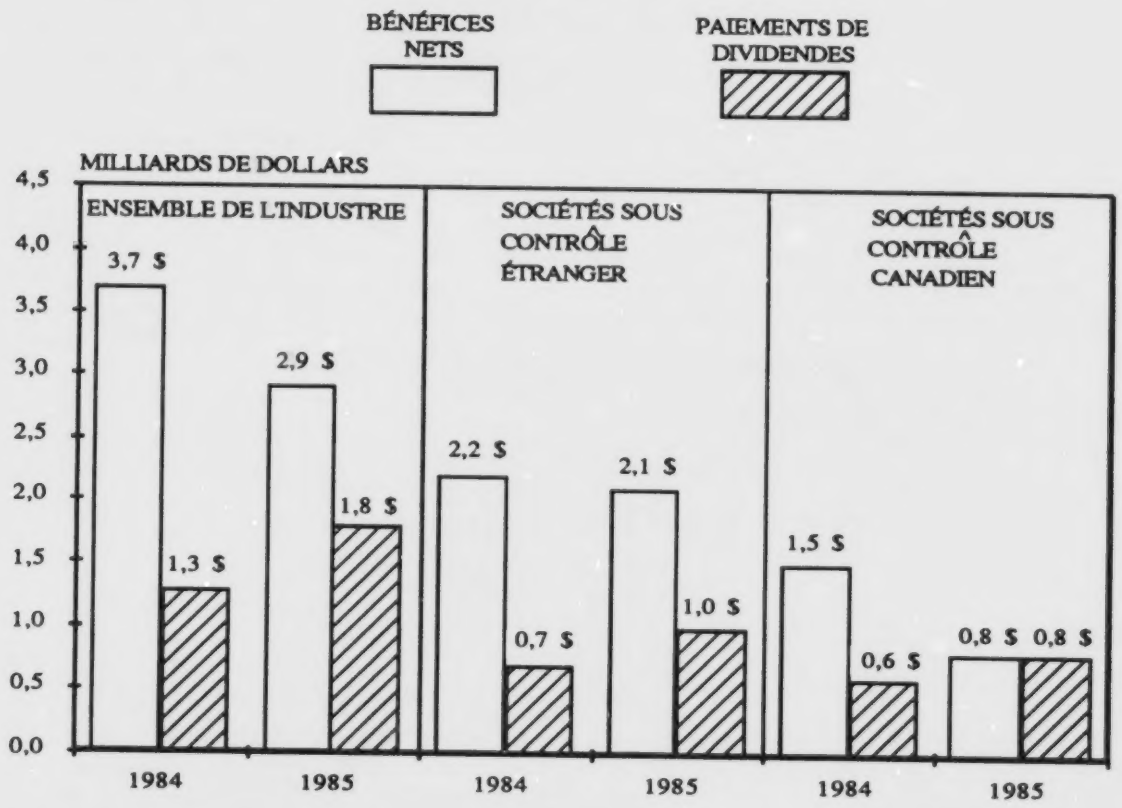


(1) Les dépenses nettes de capital sont les dépenses de capital moins les subventions du PESP, les subventions semblables et les prestations d'assurances.

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

Les paiements de dividendes effectués par les sociétés pétrolières ont augmenté de 33 % pour s'établir à 1,8 milliard de dollars en 1985, les versements totaux s'étant chiffrés à 62 % des bénéfices nets, contre 36 % en 1984. Les sociétés sous contrôle canadien ont accru de 32 % leurs paiements de dividendes, qui sont passés à 830 millions de dollars, et pour donner un ratio des dividendes aux bénéfices nets de 108 % (graphique 4), ce qui s'explique par le fait que plusieurs d'entre elles ont déclaré des pertes extraordinaires qui ont diminué les bénéfices nets de l'ensemble des sociétés sous contrôle canadien. Chez les sociétés sous contrôle étranger, les paiements ont augmenté de 34 % pour se chiffrer à 960 millions de dollars, pour un ratio de 45 %.

Graphique 4. COMPARAISON DES PAIEMENTS DE DIVIDENDES ET DES BÉNÉFICES NETS



AUTRES AFFECTATIONS

Les changements importants constatés aux "Autres affectations" de fonds ont été:

- l'augmentation de 3,3 milliards de dollars à 5,9 milliards sous la rubrique "Autres affectations", ces fonds servant généralement à acheter des avoirs lors de prises en charge;

- une diminution de 690 millions de dollars des fonds affectés au remboursement de la dette à long terme (1,9 milliard de dollars), la plus grande partie de cette diminution ayant été déclarée par les sociétés sous contrôle canadien;

- une diminution de 2,4 milliards de dollars dans les ajouts aux fonds de roulement (2,1 milliards de dollars). Les ajouts aux fonds de roulement qui ont eu lieu en 1984 sont attribuables à la reclassification en dette à long terme de la dette à court terme dans le cadre d'une refonte du calendrier de remboursement de la dette.

4 - COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

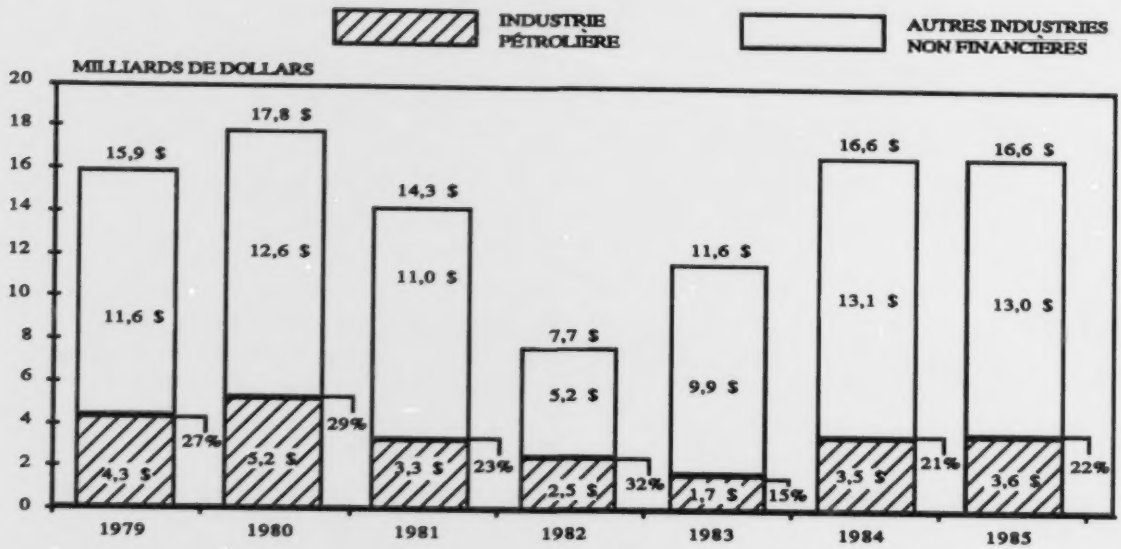
COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS

Grâce aux données de Statistique Canada, il est possible de mieux évaluer le rendement financier du secteur pétrolier par rapport à celui des autres secteurs de l'économie(1).

Exclusion faite des sociétés d'État, les bénéfices nets tirés des activités canadiennes de l'industrie pétrolière, tels qu'établis après les postes extraordinaires, ont augmenté de 3 % en 1985, alors que ceux de l'ensemble des autres industries non financières œuvrant au Canada ont baissé de 1 %. Le graphique 5 montre qu'en 1985, les bénéfices nets de l'industrie pétrolière équivalaient à 22 % du total des bénéfices nets des industries non financières, soit une légère hausse par rapport au taux de 21 % enregistré en 1984.

Le rendement de l'avoir propre des actionnaires de l'industrie pétrolière a été de 9,4 % après les postes extraordinaires, ce qui se rapproche des 9,8 % enregistrés pour l'ensemble des autres industries non financières. L'industrie pétrolière a enregistré un rendement du capital utilisé de 6,8 %, alors que l'ensemble des autres industries non financières a affiché un rendement de 7,8 %.

Graphique 5. COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS -- INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET TOUTES AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES



(1) Les données présentées dans cette section ne correspondent pas tout à fait à celles que l'on trouve ailleurs, bien qu'elles se rapprochent des résultats de l'examen de l'ASSP indiqués dans les chapitres 1 à 3. Les données sur l'industrie pétrolière fournies par Statistique Canada couvrent un plus grand nombre de sociétés que l'examen de l'ASSP, mais ne comprennent pas les entreprises du gouvernement fédéral, ni les activités à l'étranger d'un grand nombre de sociétés au Canada. L'examen de l'ASSP couvre l'ensemble des activités des sociétés pétrolières exploitées au Canada, y compris les sociétés d'État, dont l'actif et les recettes dépassent une certaine limite.

DÉPENSES DE CAPITAL

Selon les données compilées par Statistique Canada, les dépenses brutes de capital (c.-à-d. avant déduction des subventions du PESP) de l'industrie pétrolière ont augmenté de 12 % en 1985 par rapport à 1984 (tableau 12). Les dépenses de capital des autres industries non financières ont augmenté de 15 % en grande partie à cause de la puissance économique du secteur de la fabrication. Par conséquent, la part de l'industrie pétrolière dans l'ensemble des dépenses de capital des industries non financières a baissé de un demi-point de pourcentage à 30 % en 1985.

Tableau 12. COMPARAISON DES DÉPENSES DE CAPITAL - INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET TOUTES AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES

		1984	1985	Augmentation (Diminution)	
		----- en milliards de $ ----			(%)
1.	Fabrication	6,7 $	8,3 $	1,6 $	23
2.	Extraction minière	1,8	1,6	(0,2)	(12)
3.	Autres industries non financières	12.3	14.1	1.8	14
4.	**TOTAL, INDUSTRIES NON FINANCIÈRES** (non compris l'industrie pétrolière)	20.8	24.0	3.2	15
5.	Industrie pétrolière	9,1	10,2	1,1	12
6.	**TOTAL, INDUSTRIES NON FINANCIÈRES** (y compris l'industrie pétrolière)	29.9	34.2	4.3	14
7.	Ligne 5 en % de la ligne 6	30,4	29,8		

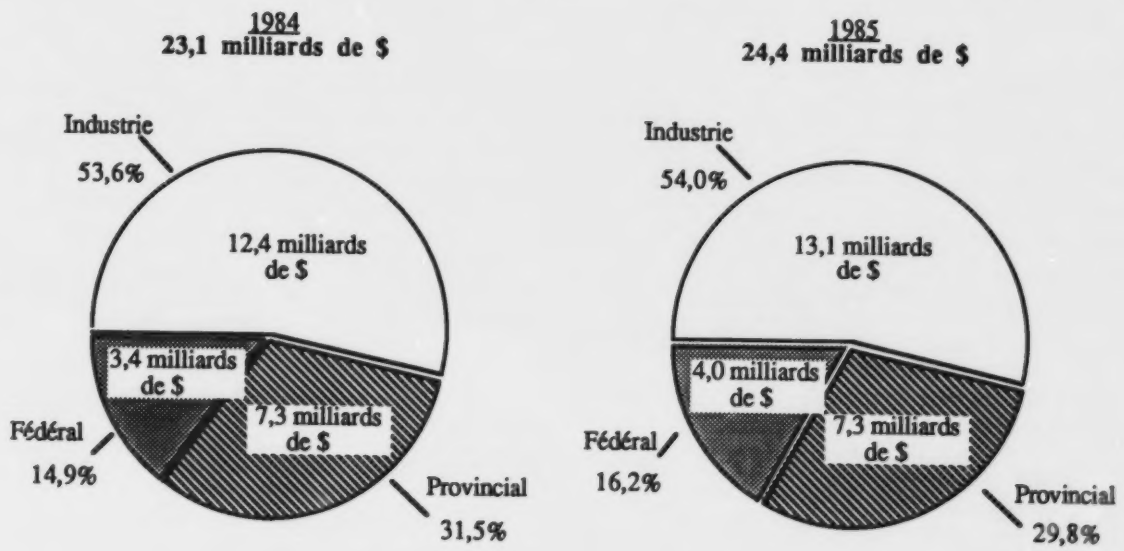
SOURCE: Statistique Canada, 61-003, Sociétés industrielles: Statistique financière. Cette étude ne comprend pas les entreprises gouvernementales. Toutes les dépenses sont brutes, et comprennent les subventions du PESP et d'autres subventions de capital.

5 - PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS

Les recettes à partager[1] ont augmenté de 1,2 milliard de dollars pour passer à 24,4 milliards en 1985. Comme l'indiquent le graphique 6 et le tableau 13, l'industrie et les provinces ont profité de cette augmentation, tant en pourcentage qu'en valeur réelle, alors que la part des provinces est demeurée la même, se chiffrant à 7,3 milliards de dollars.

Une réduction du déficit du Compte d'indemnisation pétrolière a porté de 15 % en 1984 à 16 % en 1985 la part des recettes du secteur amont du gouvernement fédéral. Cependant, exclusion faite du déficit du Compte d'indemnisation pétrolière, la part fédérale a baissé de 260 millions de dollars, pour représenter 17,1 % en 1985 contre 18,5 % en 1984.

Graphique 6. PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS



(1) Recettes disponible à partager = Recettes brutes en amont
- Frais d'exploitation
+ Frais d'exportation du pétrole
+ Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel
+ Redevance spéciale de participation canadienne
+ Changement apporté au Compte du FIP
= Total des recettes disponibles à partager

Le partage des recettes est estimé pour l'ensemble de l'industrie en amont, et les chiffres ne se limitent pas aux sociétés déclarantes à l'ASSP. Énergie, Mines et Ressources Canada, Statistique Canada et les gouvernements provinciaux ont fourni les chiffres pour les composantes du partage des recettes qui ne sont pas directement liées aux activités en amont.

Tableau 13. PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS

	Recettes 1984	Recettes 1985	Augmentation (Diminution)	
	----- en milliards de $ -----			(%)
PART DE L'INDUSTRIE				
Ressources d'autofinancement (avant l'intérêt)	11,42 $	12,73 $	1,32 $	12
PESP et autres subventions d'encouragement	1,92	1,75	(0,17)	(9)
Paiements fonciers aux provinces	(0.94)	(1.33)	(0.39)	(41)
Part totale de l'industrie[a]	12.40	13.15	0.76	6
PART PROVINCIALE				
Redevances et impôt sur la propriété foncière libre[b]	5,95	5,73	(0,22)	(4)
Paiements fonciers	0,93	1,32	0,39	41
Impôt sur le revenu des sociétés[c]	0,58	0,54	(0,04)	(7)
Frais d'exportation du pétrole	0,25	0,17	(0,08)	(32)
PESP et autres subventions d'encouragement	(0.41)	(0.50)	(0.09)	(22)
Part totale des provinces	7.30	7.26	0.04	(1)
PART FÉDÉRALE				
TRPG et TRPS	2,45	2,27	(0,18)	(7)
Impôt sur le revenu des sociétés	2,40	2,54	0,14	6
Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel	0,03	-	(0,03)	(100)
Redevance de participation canadienne	0,85	0,49	(0,36)	(42)
Frais d'exportation du pétrole	0,25	0,17	(0,08)	(32)
Indemnisation pétrolière nette[d]	(1,04)	(0,27)	0,77	74
Paiements fonciers	0,01	0,01	-	-
Subventions du PESP	(1.51)	(1.26)	0.25	17
Part fédérale totale	3.44	3.95	0.51	15
GRAND TOTAL	23.14	24.36	1.22	5

NOTA:
(a) Recouvre les paiements d'intérêts, l'amortissement du capital, le revenu tiré du capital et les dépenses de capital nettes.
(b) Données de sources provinciales. Les chiffres rendent compte des paiements de redevance réels qui ont été effectués durant l'année. Ils ne comprennent donc pas les crédits de redevance réclamés par les sociétés dans le cadre de régimes de subventions provinciaux. Les redevances versées aux autochtones et à l'égard de propriétés foncières libres de toute servitude ainsi que les redevances payées aux propriétaires fonciers sont exclues des calculs.
(c) Chiffres nets, déduction faite des dégrèvements accordés à l'industrie par les gouvernements provinciaux.
(d) Recettes perçues par le gouvernement du Canada moins les montants affectés au financement de l'indemnisation des importateurs de pétrole, de la production donnant droit au Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) et au Prix spécial de l'ancien pétrole (PSAP), de livraisons de brut canadien aux provinces de l'Atlantique et de certains échanges de pétrole brut entre le Canada et les États-Unis.

PART DE L'INDUSTRIE

La part des recettes qui revenait à l'industrie en 1985 était de 54 % du total des recettes disponibles contre 53,6 % l'année précédente. Elle a augmenté de 760 millions de dollars, soit de 6 % pour se chiffrer à 13,2 milliards de dollars. Les ressources d'autofinancement internes, avant le règlement des frais d'intérêt[1], ont progressé de 12 % pour passer à 12,7 milliards de dollars. Cette hausse a été partiellement compensée par une réduction des subventions, qui ont baissé de 170 millions de dollars, et par une augmentation des paiements fonciers (hausse de 390 millions de dollars) que l'industrie a dû verser aux provinces.

PART DES PROVINCES

La part provinciale des recettes tirées de la production pétrolière en 1985 était de 29,8 % du total des recettes disponibles, contre 31,5 % en 1984, soit 7,3 milliards de dollars. Une importante hausse des recettes provenant des paiements fonciers qui ont augmenté de 41 % pour passer à 1,3 milliard de dollars, a été entièrement compensée par une diminution des autres composants des recettes.

Les recettes provenant des redevances et de la taxe sur la propriété foncière libre ont baissé de près de 220 millions de dollars, malgré une légère hausse des volumes de production de 3 %. Le taux moyen des redevances provinciales et de la taxe sur la propriété foncière libre, exprimé en pourcentage des recettes de production amont, a baissé légèrement de 20,8 % à 19,4 %, en grande partie à cause de la prolongation des programmes de redevances pétrolières/stimulants fiscaux par l'Alberta et la Saskatchewan et de l'introduction d'un programme d'exemption temporaire du versement de redevances par la Colombie-Britannique. Cette source a fourni 5 milliards de dollars à l'Alberta, 0,5 milliard de dollars à la Saskatchewan et 0,2 milliard de dollars à la Colombie-Britannique. Quant aux paiements fonciers, ces mêmes provinces ont touché respectivement 1,02 milliard de dollars, 156 millions et 142 millions de dollars.

PART DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL

La part fédérale des recettes a augmenté de 15 % pour passer à 4 milliards de dollars, soit 16,2 % du total des recettes disponibles pour le partage, contre 14,9 % l'année précédente. La hausse de la part fédérale résulte d'une réduction marquée du déficit du Compte d'indemnisation pétrolière attribuable à la déréglementation des prix du pétrole. Cette déréglementation a donné lieu à une diminution des paiements versés aux producteurs de pétrole admissible au PRNP et des sommes affectées au financement de l'indemnisation des importateurs de pétrole. En outre, l'augmentation des recettes tirées de l'impôt sur le revenu des sociétés de près de 140 millions de dollars, attribuable au report, en 1984, d'impôts déjà courus, et la réduction des paiements versés du PESP de quelque 250 millions de dollars ont aidé à compenser la diminution des recettes tirées d'autres composants de la part fédérale: la taxe sur les recettes pétrolières et gazières a baissé de 180 millions de dollars, la redevance spéciale de canadianisation, de 360 millions de dollars, la redevance à l'exportation, de 80 millions de dollars et la taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel, de 30 millions.

---

(1) Les ressouces d'autofinancement et les impôts calculés pour l'ensemble de l'industrie ont été obtenus par la pondération des données fournies à l'ASSP au moyen d'un coefficient dérivé du ratio entre la production totale du secteur en amont et la production comparable des sociétés déclarantes à l'ASSP en se fondant sur les résultats des petites sociétés pour calculer les données pour le reste de l'industrie.

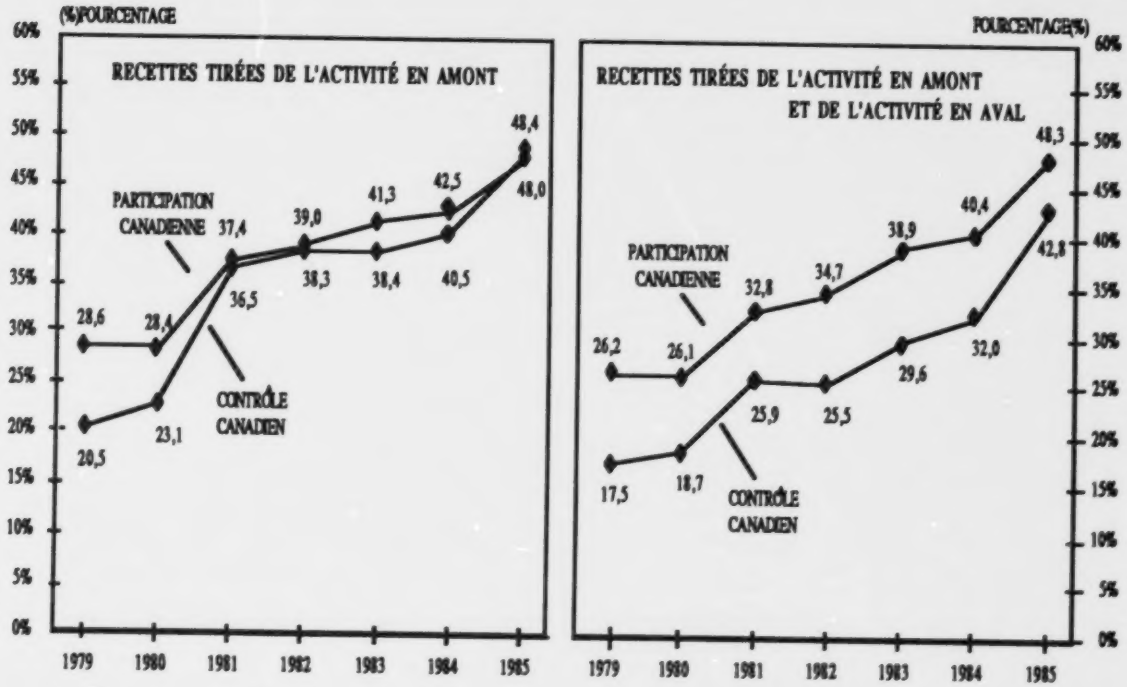
6 - TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE

L'acquisition de Gulf Canada par Olympia et York et la vente, au grand public canadien, de 11,5 % de la part de Texaco Inc. dans Texaco Canada, ainsi que d'autres transactions effectuées en 1985, ont eu de fortes répercussions sur la participation et le contrôle canadiens dans l'industrie pétrolière et gazière. La participation canadienne dans l'industrie pétrolière, calculée d'après les recettes tirées de l'activité amont, a augmenté de 5,5 points pour passer à 48 % en 1985, contre 42,5 % à la fin de 1984.

Le contrôle canadien des recettes amont a augmenté de plus de 7,9 points pour s'établir à 48,4 %, en grande partie en raison de l'acquisition de Gulf Canada.

L'annexe A-15 fournit plus de précisions sur d'autres façons de mesurer la participation et le contrôle.

Graphique 7. PARTICIPATION ET CONTRÔLE CANADIENS DANS L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE



La participation et le contrôle canadiens en ce qui a trait aux recettes des secteurs amont et aval ont augmenté respectivement de 7,9 % et 10,8 % par rapport à 1984, pour se chiffrer à 48,3 % et à 42,8 %. Cette augmentation est attribuée à la prise en charge de Gulf Canada et à l'accroissement de la participation canadienne de Texaco.

Tableau 14. PARTICIPATION ET CONTRÔLE PAR PAYS ET PAR SECTEUR[a]

	Participation		Contrôle	
	1984	1985	1984	1985
	(%)		(%)	
États-Unis	48,3	40,3	53,8	42,8
Autres pays	11.3	11.4	14.2	14.4
TOTAL - PAYS ÉTRANGER	59.6	51.7	68.0	57.2
Secteur public canadien	12,2	13,5	13,6	14,8
Secteur privé canadien	28.2	34.8	18.4	28.0
TOTAL - CANADA	40.4	48.3	32.0	42.8

NOTA: (a) Calculés d'après les recettes tirées de l'activité pétrolière (en amont plus en aval) au moyen des données sur la participation recueillies jusqu'à la fin de 1985.

7 - RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1981 À 1985

L'information issue de cinq années d'examen de l'activité de l'industrie pétrolière et gazière permet de comparer un certain nombre de caractéristiques du rendement financier de cette industrie au cours de la période allant de 1981 à 1985. Pour que ceux qui utiliseront cet examen puissent avoir une meilleure perspective (malgré les distortions provoquées par l'inflation), le tableau 15 présente des données applicables à 114 sociétés faisant rapport à l'ASSP et pour lesquelles des statistiques sont disponibles pour toute la période visée. Des données d'exploitations, détaillées concernant ces sociétés et constituant 98 % de la base des données de l'ASSP relatives aux recettes en 1985 sont présentées aux tableaux 9 et 10 de l'annexe B.

Tableau 15. RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1981 À 1985

	1981	1982	1983	1984	1985
	----------en milliards de $----------				
RECETTES					
Ensemble de l'activité[a]	56,4 $	61,1 $	62,6 $	63,1 $	66,1 $
En amont	17,4	21,2	24,2	26,4	27,7
En aval	33,8	35,1	33,8	31,9	34,0
BÉNÉFICES NETS					
Ensemble de l'activité[a]	3,2	1,7	1,5	3,7	2,9
En amont	1,7	2,0	2,5	3,1	3,0
En aval	1,3	0,4	(0,1)	0,4	0,2
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT					
Ensemble de l'activité[a]	8,3	7,4	8,7	10,6	11,3
En amont	5,3	5,8	7,4	8,4	9,4
En aval	2,0	1,2	0,8	1,1	1,1
DÉPENSES DE CAPITAL					
En amont	6,8	6,4	6,8	7,8	9,1
En aval	2,0	2,5	1,7	1,1	0,9
Autres	1.3	1.6	1.1	0.8	0.7
Total au Canada	10,1	10,5	9,6	9,6	10,7
Dépenses à l'étranger	1.8	1.1	0.8	0.7	1.1
TOTAL DES DÉPENSES DE CAPITAL	11.9	11.6	10.4	10.3	11.8
PAIEMENTS DE DIVIDENDES	1,2	1,1	1,3	1,3	1,8
	----------(%)----------				
RATIO DU RÉINVESTISSEMENT TOTAL[b]	133,9	138,6	100,5	80,3	86,8
RAPPORT DE RÉINVESTISSEMENT DANS LE SECTEUR AMONT[b]	114,1	86,0	69,9	71,6	76,4
INDICE DE DÉFLATION DE LA DNB	100,0	110,3	116,2	119,5	123,2

NOTA: (a) Comprend "l'activité autre au Canada" et l'activité à l'étranger
(b) Les définitions sont données aux notes (a) et (b) de l'annexe A-12.

TENDANCES PRINCIPALES

Comme la période de 1981 à 1982 à été marquée par un niveau d'inflation sans précédent en Amérique du Nord (ce que reflète le tableau 15 à la rubrique "indice de déflation de la DNB"), toute comparaison facile aurait inévitablement pour effet de déformer les tendances indiquées. Par ailleurs, un rajustement des données pour tenir compte de l'inflation nécessite plus que la simple application de facteurs en dollars constants à la composante majeure des revenus et des coûts sans explications plus élaborées. Mais de telles précisions ne sauraient convenir dans le présent examen, et les auteurs n'ont pas tenté de les apporter.

Par conséquent, on s'est contenté de mentionner, ci-après, les seules tendances qu'il est possible d'analyser sans qu'elles ne soient déformées par l'inflation.

1. Les recettes se sont accrues de 17 % pour passer à 66.1 milliards de dollars de 1981 à 1985, c'est-à-dire qu'elles ont augmenté au taux annuel moyen de 4 %, soit un peu plus lentement que le niveau général de l'inflation. La hausse des prix du pétrole et du gaz naturel à la tête de puits a contribué à l'augmentation des recettes du secteur amont, ce qui a contribué à l'augmentation des recettes globales. De plus, la production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, qui avait atteint son niveau le plus bas en 1981, a augmenté progressivement pour atteindre un niveau record en 1985, ce niveau étant de loin supérieur au sommet de 1984. Cette hausse survenue en 1985 est attribuable à une augmentation de la production à Norman Wells, à Syncrude et à Cold Lake, et à la mise en œuvre d'un certain nombre de projets pour la récupération assistée du pétrole.

2. Les bénéfices nets ont atteint leur plus bas niveau en 1983, alors qu'ils représentaient 2,4 % des recettes puis ont atteint un sommet de 5,8 % enregistré en 1984. Ces bénéfices nets ont par la suite chuté pour passer à 4,4 % des recettes en 1985. Cette chute des bénéfices nets survenue en 1985 par rapport à 1984 est en grande partie attribuable à des déductions extraordinaires de plus de 1 milliard de dollars en 1985. La proportion particulièrement faible des bénéfices nets par raport aux recettes en 1983 est due à la réduction importante de la valeur de l'actif d'une grande société sous contrôle canadien et à la disparition des profits du secteur aval. Les projets du secteur amont, qui représentaient 9 % des recettes en 1981, s'élevaient à 11 % des recettes en 1985.

3. Les ressources d'autofinancement en tant que pourcentage des recettes ont augmenté considérablement, passant d'un niveau bas de 12 % en 1982 à une moyenne de 17 % au cours des deux dernières années. Les ressources d'autofinancement du secteur amont ont représenté 34 % des recettes en 1985, contre 27 % en 1982. Les ressources d'autofinancement du secteur aval ont chuté brusquement en 1982 et en 1983 par suite d'une guerre des prix et ont augmenté en 1984 et en 1985 pour se fixer à près de la moitié du sommet de 1981.

4. Les dépenses en capital ont atteint des sommets en 1981 et en 1982, surtout en raison des dépenses élevées dans le secteur aval et à l'étranger. Les dépenses de 1985 ont presque atteint ces niveaux puisque les dépenses engagées au Canada ont atteint un nouveau sommet. Les dépenses du secteur amont ont atteint un sommet en 1985, ce qui a compensé la réduction des dépenses liées aux activités aval et à d'autres activités au Canada. Les dépenses d'exploration engagées dans les Terres du Canada ont baissé en 1985 tandis que les dépenses engagées dans les terres provinciales ont augmenté.

5. Les ratios de réinvestissement anormalement élevés qui ont été enregistrés de 1981 à 1983, sont attribuables à l'engagement de dépenses importantes dans des activités en aval et dans d'autres activités au Canada; ces ratios ont atteint leur plus bas point en 1984, puis ont augmenté légèrement en 1985.

6. Les paiements de dividendes ont varié d'un maximum de 84 % des recettes en 1983 à 36 % en 1984 et à une moyenne de 61 % en 1985. Les dividendes ont augmenté constamment à un taux annuel moyen de 11 %; la variation marquée des ratios de paiement est due entièrement aux fluctuations des recettes nettes à la suite de déductions extraordinaires. Très récemment, l'augmentation des paiements de dividendes était surtout le résultats de paiements que les sociétés sous contrôle canadien ont affectués à l'égard d'actions privilégiées.

ANNEXES

		Page
A	**DONNÉES SUPPLÉMENTAIRES**	
1	Revue de l'année	A-1
2	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	A-2
3	Prix du gaz naturel canadien: 1974 à 1986	A-3
4	Prix du pétrole brut canadien: 1977 à 1986	A-4
5	Modifications apportées à la redevance d'indemnisation pétrolière et aux frais de collecte et de transport	A-5
6	Bénéfices nets par secteur d'activité et par type de société	A-6
7	Taux de rendement: industrie pétrolière canadienne	A-7
8	Rapport des frais d'intérêt au revenu avant impôt	A-8
9	Ventilation des subventions du PESP par région et par type de dépenses	A-9
10	Puits achevés et mètres de forage au Canada	A-10
11	Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région	A-11
12	Dépenses de capital exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement	A-12
13	Paiements de dividendes	A-13
14	Taux de rendement: industrie pétrolière et autres industries	A-14
15	Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et type d'activité	A-15
B	**ENSEMBLE DES RÉSULTATS DE L'EXAMEN**	
1	État des revenus et dépenses	B-1
2	Rendement financier par principaux secteurs d'activités	B-8
3	Sources et affectations des fonds	B-11
4	Dépenses de capital en amont au Canada, par emplacement	B-12
5	Dépenses de capital, par activité	B-13
6	Bilan	B-14
7	Volume et valeur de la production	B-15
8	Frais d'exploitation en amont et redevances	B-16
9	État des revenus et dépenses: 1981 à 1985	B-17
10	Sources et affectations des fonds: 1981 à 1985	B-18
C	**GLOSSAIRE**	C-1
D	**MANDAT DE L'ASSP**	D-1

1985

REVUE DE L'ANNÉE

janv. - Annonce de la prolongation, jusqu'à la fin de mars, de mesures fiscales et du régime de tarification du pétrole et du gaz.

fév. - Les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve ont signé un protocole d'entente (l'Accord Atlantique) sur la gestion des ressources pétrolières et gazières offshore et le partage des recettes.

mars - Le gouvernement fédéral et les provinces productrices ont signé une entente (l'Accord de l'Ouest) afin de déréglementer les prix du pétrole et du gaz, de supprimer certaines taxes et redevances et de remplacer les subventions pétrolières.

avril - Des informations supplémentaires ont été diffusées suite à l'Accord de l'Ouest quant aux mesures permettant aux sociétés ne payant pas d'impôts de porter en déduction de la TRPG les dépenses inutilisées d'exploration et de mise en valeur.

mai - Le gouvernement fédéral a déposé son budget.

juin - Mise en oeuvre des dispositions de l'Accord de l'Ouest afin de déréglementer les marchés et les prix du pétrole.

- Le gouvernement de Saskatchewan a annoncé une prolongation de redevances pétrolières et des stimulants fiscaux.

- Le régime albertain d'encouragement et de redevances dans le secteur pétrolier a été amélioré afin d'augmenter les revenus en espèces et d'accélérer les travaux d'exploration et de mise en valeur.

juil. - Le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta ont annoncé des mesures pour éviter les arrangements concernant les avoirs miniers restreints prévenant ainsi une plus grande érosion de l'impôt sur le revenu.

août - Olympia et York ont acheté Gulf Canada.

- Le gouvernement de la Colombie-Britannique a adopté un programme d'exemption temporaire du versement de redevances.

oct. - Précisions annoncées sur la suppression de la TRPG sur le nouveau pétrole et les grands projets énergétiques aux termes de l'Accord de l'Ouest.

- Annonce d'une nouvelle politique en matière d'énergie dans les régions pionnières visant à établir une nouveau système d'incitation à l'exploration, à assouplir la charge réglementaire et à améliorer le régime fédéral de redevances.

- Signature d'une entente sur les marchés et les prix du gaz naturel.

déc. - Le gouvernement fédéral a autorisé la fusion de Mobil Oil et de Superior Oil.

- Les ministres du pétrole de l'OPEP ont annoncé l'abandon des prix affichés du pétrole afin de maintenir leur part du marché.

Annexe A-2

RÉSUMÉ DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE PRODUITS PÉTROLIERS ET DE GAZ NATUREL[a]

		1984	1985	Augmentation (Diminution) (%)
PRODUITS PÉTROLIERS[b]		(en milliers de m^3/jour)		
Production	- Pétrole brut	244	249	2
	- Liquides de gaz naturel[c]	38	38	-
	- PRODUCTION TOTALE	282	287	2
Exportations nettes[d]	- Pétrole brut	18	32	78
	- Liquides de gaz naturel	21	18	(14)
	- Produits raffinés	8	12	50
	- TOTAL DES EXPORTATIONS NETTES	47	62	32
Consommation	- Liquides de gaz naturel	25	31	20
	- Produits raffinés	227	228	-
	- TOTAL DE LA CONSOMMATION	252	259	3
GAZ NATUREL		(en millions de m^3/jour)		(%)
Production		195	213	9
Exportations nettes		59	72	22
Consommation		136	141	4
Exportations autorisées par l'ONE		144	146	2

NOTA:

(a) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses, c'est-à-dire les gouvernements provinciaux, Énergie, Mines et Ressources Canada et Statistique Canada.

(b) Les produits pétroliers comprennent le pétrole brut classique et le brut synthétique ainsi que les liquides de gaz naturel (propane, butane et éthane) obtenus des installations de production et de retraitement du gaz. Les données sur la production, les exportations nettes et la consommation ne donnent pas un aperçu complet de l'équilibre entre l'offre et la demande puisque la propre consommation de l'industrie et les variations de ses stocks ne sont pas comprises.

Sources: Production -- Statistique Canada (Catalogue 26-006)
Exportations nettes -- Direction des approvisionnements en pétrole d'EMR
Consommation -- Statistique Canada (Catalogue 45-004)

(c) Ne comprend pas la production des raffineries, de 9,2 milliers de m^3/j en 1985 et de 9,1 milliers de m^3 /j en 1984.

(d) En gros, les importations pétrolières (y compris les arrivages prévus en vertu d'échanges) pour 1984 et 1985 ont atteint respectivement 38 800 et 45 800 m^3/j (244 200 et 288 200 b/j), ou 15 % et 18 % de la consommation intérieure au cours de ces périodes.

PRIX DU GAZ NATUREL CANADIEN: 1974 À 1986

	Prix au départ du gisement, y compris les rentrés supplémentaires des exportations	Prix à la frontière de l'Alberta	Prix à Toronto	Ventes pondérées réalisées en Ontario	Marché de l'Ontario		
					Résidentiel	Commercial	Industriel
	$ par gigajoules						
1974	...	0,28	**0,55**	0,83	1,26	0,94	0,64
1975	...	0,53	**0,82**	1,13	1,56	1,21	0,94
1976	0,98	0,84	**1,24**	1,61	2,04	1,69	1,40
1977	1,21	1,04	**1,47**	1,85	2,44	1,96	1,37
1978	1,44	1,28	**1,77**	2,14	2,74	2,22	1,90
1979	1,66	1,36	**1,92**	2,35	3,03	2,43	2,06
1980	2,30	1,61	**2,23**	2,69	3,43	2,73	2,36
1981	2,34	1,75	**2,42**	3,40[a]	4,24	3,41	3,03
1982	2,53	2,01	**2,80**	4,16[a]	4,93	4,12	3,70
1983	2,48	2,48	**3,38**	4,74[a]	5,72	4,78	4,15
1984	2,61	2,78	**3,71**	4,74	6,07	4,89	4,16
1985 Jan.	2,50	2,80	**3,73**	4,87	5,61	4,83	4,22
Fév.	2,52	2,80	**3,73**	4,89	5,60	4,82	4,25
Mars	2,59	2,80	**3,73**	4,80	5,69	4,86	4,15
Avril	2,58	2,80	**3,73**	4,81	5,76	4,85	4,18
Mai	2,48	2,80	**3,73**	4,72	6,12	4,92	4,12
Juin	2,49	2,80	**3,78**	4,63	6,63	5,00	4,09
Juil.	2,47	2,80	**3,78**	4,63	6,81	5,00	4,08
Août	2,45	2,80	**3,78**	4,59	6,91	5,00	4,05
Sept.	2,46	2,80	**3,78**	4,63	6,85	4,97	4,09
Oct.	2,35	2,80	**3,78**	4,66	6,25	4,96	4,10
Nov.	2,33	2,80	**3,78**	4,73	5,83	4,89	4,11
Dec.	2,43	2,80	**3,78**	4,73	5,59	4,76	4,09
Moyenne	2,47	2,80	**3,76**	4,72	6,14	4,91	4,13
1986 Jan.	2,41	2,80	**3,78**	4,78	5,54	4,77	4,11
Fév.	2,35	2,80	**3,78**	4,80	5,55	4,77	4,15
Mars	2,33	2,80	**3,78**	4,78	5,59	4,79	4,11

NOTA: (a) L'augmentation de la moyenne des ventes réalisées de 1981 à 1984 traduit la mise en place de la taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN).

Annexe A-4

PRIX DU PÉTROLE BRUT CANADIEN: 1977 À 1986

		Prix à la tête de puits de l'ancien pétrole classique[a]		Redevance d'indemnisation pétrolière et autres redevances[b]		Coût du pétrole brut excluant les frais de transport[c]		Coût d'acquisition pour les raffineurs à Montréal	
		($/b)	($/m³)	($/b)	($/m³)	($/b)	($/m³)	($/b)	($/m³)
1977									
1er	janv.	9,75	61,36					10,59	66,64
1er	juil.	10,75	67,65					11,62	73,13
1978									
1er	janv.	11,75	73,94					12,66	79,66
1er	juil.	12,75	80,23	0,10	0,63	12,85	80,86	13,85	87,15
1979									
1er	janv.	12,75	80,23	0,33	2,08	13,08	2,31	14,13	88,92
1er	juil.	13,75	86,53	0,33	2,08	14,08	88,61	15,13	95,21
1er	sept.	13,75	86,53	0,50	3,15	14,25	89,68	15,30	96,28
1er	nov.	13,75	86,53	0,85	5,35	14,60	91,88	15,65	98,49
1980									
1er	janv.	14,75	92,83	0,85	5,35	15.60	98,18	16,65	104,78
1er	août	16,75	105,41	1,75	11,01	18,50	116,42	19,73	124,16
1er	nov.			2,55	16,04	19,30	121,45	20,53	129,20
1981									
1er	janv.	17,75	111,70	5,05	31,77	22,80	143,47	24,07	151,47
1er	juil.	18,75	117,99	9,30	58,53	28,05	176,52	29,52	185,77
1er	oct.	21,25	133,73	9,30	58,53	30,55	192,26	32,02	201,50
1er	déc.	21,25	133,73	7,45	46,89	28,70	180,62	30,24	190,30
1982									
1er	janv.	23,50	147,89	7,45	46,89	30,95	194,78	32,54	204,77
1er	juil.	25,75	162,05	7,45	46,89	33,20	208,94	34,90	219,63
1983									
1er	janv.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	35,79	225,25
1984									
10	nov.	29,75	187,22	7,69	48,39	37,44	235,61	39,44	248,21
1985									
1er	juin	36,40	229,06					38,30	241,02
1er	juil.	35,45	223,09					37,36	235,11
1er	août	35,21	221,58					37,12	233,60
1er	sept.	35,42	222,90					37,33	234,92
1er	oct.	36,27	228,25					38,18	244,26
1er	nov.	37,27	234,54					39,19	246,62
1er	déc.	37,06	233,22					38,99	245,36
1986									
1er	janv.	32,79	206,34					34,76	218,93
1er	fév.	22,20	139,70					24,18	152,16
1er	mars	16,48	103,71					18,46	116,17
1er	avr.	15,60	98,17					17,57	110,57

NOTA:

(a) À partir du 1er juin 1985 (par suite de la déréglementation), le prix à la tête du puits a été calculé en se fondant sur le prix d'achat à Edmonton et en tenant compte des frais de collecte évalués à environ 0,57 $ le baril.

(b) Voir l'annexe A-5 pour les détails concernant ces redevances.

(c) Les frais de collecte et de transport constituent la différence entre le prix pondéré du pétrole brut canadien, non compris les frais de transport et le coût d'acquisition pour les raffineurs, à Montréal. Ces frais se sont chiffrés à 12,40 $/m³ (1,97 $/b) le 1er avril 1986.

MODIFICATIONS APPORTÉES À LA REDEVANCE D'INDEMNISATION PÉTROLIÈRE ET AUX FRAIS DE COLLECTE ET DE TRANSPORT

	Type de modification	Montant		Niveau de toutes les redevances		Frais de collecte et de transport	
		($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)
1980							
1er avr.	augmentation de la RIP	0,15	0,94	1,00	6,29	1,05	6,60
2 juil.	augmentation de la RIP	0,75	4,72	1,75	11,01	1,23	7,74
1er nov.	augmentation de la RIP	0,80	5,03	2,55	16,04	1,23	7,74
1981							
1er janv.	augmentation de la RIP	2,50	15,73	5,05	31,77	1,27	8,00
3 mars	imposition de la RIS	0,75	4,75	5,80	36,52	1,46	9,17
1er mai	imposition de la RSPC	1,15	7,25	6,95	43,77	1,46	9,17
3 juin	augmentation de la RIS	1,10	6,89	8,05	50,66	1,46	9,17
3 juin	augmentation de la RIP	1,25	7,87	9,30	58,53	1,46	9,17
22 sept.	abolition de la RIS	(1,85)	(11,64)				
	augmentation de la RIP	1,85	11,64	9,30	58,53	1,46	9,17
30 nov.	diminution de la RIP	(1,85)	(11,64)	7,45	46,89	1,54	9,68
1982	aucune modification	-	-	7,45	46,89		
1983							
1er janv.	diminution de la RIP	(2,54)	(16,00)	4,91	30,89	1,74	10,95
1984							
10 nov.	augmentation de la RIP	2,78	17,50	7,69	48,39	2,00	12,60
1985							
1er juin	abolition de la RIP	(6,54)	(41,14)	1,15	7,25	1,90	11,96
	abolition de la RSPC	(1,15)	(7,25)	-	-		

NOTA: RIP Redevance d'indemnisation pétrolière
RIS Redevance d'indemnisation spéciale
RSPC Redevance spéciale de participation canadienne

Annexe A-6

BÉNÉFICES NETS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ ET PAR TYPE DE SOCIÉTÉ

	1984	1985	Augmentation (Diminution)	
	en millions de $			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
En amont	1064	830	(234)	(22)
En aval	147	26	(121)	(82)
Autres activités au Canada	100	(135)	(235)	-
Activités étrangères	173	46	(128)	(74)
Total, sociétés sous contrôle canadien	1484	767	(717)	(48)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
En amont	2051	2151	100	5
En aval	258	202	(56)	(22)
Autres activités au Canada	(110)	(207)	(97)	-
Activités étrangères	27	(10)	(37)	-
Total, sociétés sous contrôle étranger	2226	2135	(91)	(4)
TOTAL, INDUSTRIE				
En amont	3115	2981	(134)	(4)
En aval	405	228	(178)	(44)
Autres activités au Canada	(10)	(342)	(332)	-
Activités étrangères	201	35	(165)	(82)
TOTAL, INDUSTRIE	3710	2902	(808)	(22)

TAUX DE RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE CANADIENNE

	1981	1982	1983	1984	1985	Moyenne de cinq ans
			%			
RENDEMENT DE LA MOYENNE DU CAPITAL UTILISÉ						
AMONT						
Sociétés sous contrôle canadien	7,1	6,1	3,3	5,4	4,5	5,3
Sociétés sous contrôle étranger	6,8	8,9	12,7	11,4	10,8	10,1
Total de l'industrie	7,0	7,1	6,7	7,7	7,0	7,1
AVAL[a]						
Sociétés sous contrôle canadien	5,6	(1,7)	(4,0)	1,9	(0,9)	0,2
Sociétés sous contrôle étranger	12,7	4,7	0,2	3,6	3,0	4,8
Total de l'industrie*	10,1	2,4	(1,3)	3,0	1,6	3,2
TOTAL DES ACTIVITÉS[b]						
Sociétés sous contrôle canadien	7,4	2,9	(0,5)	5,2	3,3	3,9
Sociétés sous contrôle étranger	8,6	6,8	7,9	8,4	7,6	7,9
Total de l'industrie	7,9	4,4	3,4	6,4	5,0	5,4
* *Rappel: Raffineurs nationaux/Comm.*	8,3	1,3	(1,9)	2,8	0,8	2,3
Raffineurs régionaux/Comm.	14,1	4,9	(0,3)	3,5	3,6	5,3
RENDEMENT DE LA MOYENNE DE L'AVOIR						
ACTIVITÉS AU CANADA						
Sociétés sous contrôle canadien	12,1	5,5	(0,6)	7,0	3,6	5,5
Sociétés sous contrôle étranger	11,7	9,7	11,7	12,4	11,0	11,3
Total de l'industrie	11,9	7,6	5,3	9,6	7,3	8,3
TOTAL DES ACTIVITÉS[b]						
Sociétés sous contrôle canadien	12,0	2,7	(1,8)	7,6	3,7	4,8
Sociétés sous contrôle étranger	11,7	9,6	11,6	12,4	10,9	11,2
Total de l'industrie	11,8	6,1	4,6	9,9	7,2	7,9

NOTA: (a) Dans le présent tableau, le terme aval désigne uniquement les activités liées aux produits pétroliers, c.-à-d. qu'il exclut les activités pétrochimiques et les autres activités aval.
(b) Activités amont et aval, autres activités au Canada et à l'étranger.

Annexe A-8

RAPPORT DES FRAIS D'INTÉRÊTS AU REVENU AVANT IMPÔT[a]

	(1) Revenu avant impôt	(2) Frais d'intérêt subis	(3) Rapport de la colonne (2) à la colonne (1)
	----- en millions de $ -----		(%)
Sociétés intégrées et raffineurs	3689	511	14
Sociétés pétrolières et gazières			
Grandes sociétés	6105	1292	21
Petites sociétés	1557	1013	65
Total, sociétés pétrolières et gazières	7662	2305	30
TOTAL, INDUSTRIE	11351	2816[b]	25
Sous contrôle canadien	5675	2190	39
Sous contrôle étranger	5676	626	11

NOTA: (a) Les données de la colonne 1 représentent le total du revenu avant impôt tiré de l'ensemble des activités et versement des intérêts alors que la colonne 2 montre le total des frais d'intérêt subis (versés et capitalisés). La colonne 3 indique le rapport de la colonne 2 à la colonne 1.

(b) En plus de 2,4 milliards de dollars de frais d'intérêt versés en 1985, il y a eu capitalisation de 370 millions de dollars (presqu'entièrement par des sociétés sous contrôle canadien).

VENTILATION DES SUBVENTIONS DU PESP PAR RÉGION ET PAR TYPE DE DÉPENSES

	Exploration	Mise en valeur et production	TOTAL	Sous contrôle canadien	Sous contrôle étranger
	---------- en millions de $ ----------				
Colombie-Britannique					
1984	19	3	22	22	-
1985	18	4	22	22	-
Alberta					
1984	194	85	279	279	-
1985	237	122	359	359	-
Saskatchewan					
1984	24	19	43	43	-
1985	28	27	55	55	-
Autres Provinces					
1984	4	2	6	6	-
1985	4	2	6	6	-
Mer de Beaufort					
1984	529	-	529	525	4
1985	447	-	447	431	17
Est du Labrador					
1984	438	-	438	419	19
1985	428	-	428	410	18
Secteur sud du plateau de l'Atlantique					
1984	321	-	321	299	22
1985	170	-	170	156	14
Autres Terres du Canada					
1984	136	-	136	133	3
1985	103	-	103	97	4
TOTAL					
1984	1664	109	1773	1726	48
1985	1435	156	1591	1538	53

NOTA: Les subventions du PESP sont des subventions versées aux entreprises admissibles pour la réalisation de travaux d'exploration, de mise en valeur et de production au Canada. Le gouvernement de l'Alberta administre et verse les subventions relatives aux activités exécutées dans la province, et le gouvernement du Canada exécute le Programme dans le reste du Canada.

Annexe A-10

PUITS ACHEVÉS ET MÈTRES DE FORAGE AU CANADA

	PUITS D'EXPLORATION			PUITS DE DÉVELOPPEMENT		
	1984	1985	Augmentation (Diminution) (%)	1984	1985	Augmentation (Diminution) (%)
PUITS ACHEVÉS (nombre de puits)						
Colombie-Britannique	127	130	2	56	85	52
Alberta	1811	2145	18	3762	4910	31
Saskatchewan	729	845	16	2175	2913	34
Autres provinces	100	137	37	312	264	(15)
Le Nord du Canada[a]	22	36	64	35	27	(23)
Au large[b]	20	28	40	-	1	-
TOTAL	2809	3321	18	6340	8200	29
MÈTRES DE FORAGE (milliers)						
Colombie-Britannique	141	125	(11)	73	135	85
Alberta	2843	3179	12	4133	5132	24
Saskatchewan	787	837	6	1894	2721	44
Autres provinces	67	77	15	239	232	(3)
Le Nord du Canada[a]	69	89	29	24	24	-
Au large[b]	84	122	45	-	4	-
TOTAL	3991	4429	11	6363	8248	30

NOTA: (a) Tout le territoire canadien situé au nord du 60e parallèle, y compris la baie d'Hudson.
(b) Les régions situées au large des côtes Est et Ouest.

SOURCE: Oilweek, le 17 février 1986.

DÉPENSES D'EXPLORATION BRUTES AU CANADA, PAR RÉGION

	1984	1985	Augmentation (Diminution) (%)
	---- en millions de $ ---		
TERRES PROVINCIALES			
Colombie-Britannique	196	204	(4)
Alberta	2173	2458	13
Saskatchewan	226	280	24
Autres Provinces	33	32	(1)
TOTAL, TERRES PROVINCIALES	2628	2974	13
TERRES DU CANADA			
Mer de Beaufort	739	629	(15)
Est du Labrador	790	705	(11)
Secteur sud du plateau de l'Atlantique	608	446	(27)
Autres Terres du Canada	212	156	(26)
TOTAL, TERRES DU CANADA	2349	1935	(18)
TOTAL, CANADA	4978	4909	(1)

Annexe A-12

DÉPENSES DE CAPITAL EXPRIMÉES EN POURCENTAGE DES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

	Total[a]		En amont[b]		En amont[c] et aval	
	1984	1985	1984	1985	1984	1985
	(%)		(%)		(%)	
Sociétés intégrées et raffineurs	76	82	67	74	75	77
Sociétés pétrolières et gazières						
Grands producteurs	70	74	62	64	63	65
Petits producteurs	117	134	107	121	106	120
Total, sociétés pétrolières et gazières	84	90	74	78	75	78
TOTAL, INDUSTRIE	81	87	72	77	75	78
Sous contrôle canadien	90	91	79	75	80	77
Sous contrôle étranger	70	83	65	79	69	79

NOTA: (a) Total des dépenses de capital (sans tenir compte des subventions PESP et autres) exprimées en pourcentage du total des ressources d'autofinancement. Les calculs ne tiennent pas compte de l'évolution des stocks. Si ces derniers avaient été inclus, le ratio de réinvestissement aurait été de 96 % en 1985 contre 79 % en 1984.

(b) Dépenses en capital dans le secteur amont (sans tenir compte des subventions PESP et autres) au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement amont.

(c) Dépenses en capital amont et aval (*liées au pétrole*) et effectuées au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement découlant des activités liées au pétrole.

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

	1984	1985	Pourcentage du revenu net[a] 1984	1985
	- en millions de $ -		(%)	
Sociétés intégrées et raffineurs	661	742	38	122
Sociétés pétrolières et gazières				
Grands producteurs	507	783	29	36
Petits producteurs	180	265	81	230
Total, sociétés pétrolières et gazières	687	1048	35	46
TOTAL, INDUSTRIE	1348	1790	36	62
Sous contrôle canadien	631	832	43	108
Sous contrôle étranger	716	958	32	45

NOTA: (a) Obtenu en divisant les dividendes payés par le groupe de sociétés avec son revenu net de l'ensemble de ses activités (annexe B, tableau 1).

Annexe A-14

TAUX DE RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

	1980	1981	1982	1983	1984	1985
			(%)			
RENDEMENT SUR L'AVOIR DES ACTIONNAIRES[a]						
INDUSTRIE PÉTROLIÈRE	21,2	11,1	8,0	5,0	10,0	9,4
AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES	14,8	11,3	5,0	8,9	10,8	9,8
Secteur manufacturier	15,2	11,3	3,9	9,5	12,1	10,7
Secteur minier	19,0	7,4	(1,8)	1,6	2,3	0,8
Autres industries	13,0	12,5	8,4	10,0	11,4	10,9
RENDEMENT SUR LE CAPITAL UTILISÉ[b]						
INDUSTRIE PÉTROLIÈRE	14,1	8,1	6,9	4,7	7,3	6,8
AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES	10,3	8,7	5,1	7,1	8,3	7,8
Secteur manufacturier	11,5	9,3	4,3	8,0	9,7	8,8
Secteur minier	13,6	6,2	4,4	1,9	3,5	2,0
Autres industries	8,6	8,8	6,9	7,3	8,0	7,9

SOURCE: Statistique Canada 61-003, Trimestriel des sociétés industrielles.

NOTA: (a) Le rendement de l'avoir des actionnaires se définit comme le profit net après impôt et postes extraordinaires, divisé par la valeur comptable moyenne. Il sert à mesurer le rendement des investissements des actionnaires (capital libéré des actionnaires et bénéfices non répartis). Cette mesure sert souvent à comparer le rendement de sociétés de type et de taille différents.

(b) Le capital utilisé se définit comme étant l'actif total moins le passif courant. Les chiffres de bénéfices nets utilisés pour calculer le taux de rendement du capital utilisé ont été rajustés par addition de l'intérêt versé après impôt sur les emprunts.

PARTICIPATION ET CONTRÔLE CANADIENS PAR GROUPE DE SOCIÉTÉS ET TYPE D'ACTIVITÉS

	PARTICIPATION		CONTRÔLE	
	1984	1985	1984	1985
	(%)		(%)	
RECETTES AMONT ET AVAL[a]				
Sociétés intégrées et raffineurs	38,3	47,9	23,5	36,2
Sociétés pétrolières et gazières	46,1	49,3	54,3	58,2
TOTAL, INDUSTRIE	40.4	48.3	32.0	42.8
RECETTES AMONT				
Sociétés intégrées et raffineurs	38,4	49,3	21,0	35,2
Sociétés pétrolières et gazières	45,3	47,2	53,5	56,0
TOTAL, INDUSTRIE	42.5	48.0	40.5	48.4
AUTRES BASES DE MESURE				
RECETTES				
Gaz naturel	46,2	50,1	48,2	54,6
Pétrole brut	39,9	46,6	35,0	43,6
En aval	38,7	48,6	24,9	38,2
DÉPENSES D'EXPLORATION	64,4	65,9	67,0	70,7
TOTAL, ACTIF AU CANADA	52,4	56,4	53,5	59,3

NOTA: (a) De nombreuses sociétés pétrolières mènent des activités dans d'autres secteurs non-reliés au pétrole qui ne sont pas comprises ici. Les recettes amont et aval sont utilisées comme substitut faute de ne pouvoir utiliser des données plus précises pour décrire tous les aspects de l'industrie pétrolière canadienne qui nous intéressent.

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE

	ACTIVITES AMONT			ACTIVITES AVAL			AUTRES ACTIVITES			ACTIVITES ETRANGERES			TOTAL DES ACTIVITES		
	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	26561	27882	5.0	31870	34021	6.8	3111	2626	-15.6	1690	1750	3.5	63231	66278	4.8
REDEVANCES & AUTRES PAI.	6440	6315	-1.9	0	0	--	0	0	--	0	0	--	6440	6315	-1.9
TRPG & AUTRES TAXES	2237	2025	-9.4	1935	2359	21.9	27	24	-9.5	73	151	108.2	4271	4560	6.8
REC. NETTES APRES REDEV.	17885	19542	9.3	29935	31662	5.8	3084	2601	-15.6	1618	1598	-1.2	52521	55404	5.5
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	25568	26976	5.5	1094	863	-21.1	149	153	2.5	26811	27993	4.4
FRAIS D'INTERETS	1656	1563	-5.6	307	150	-51.3	677	615	-9.1	161	117	-27.0	2800	2446	-12.7
FRAIS D'EXPLOITATION	4269	4773	11.8	2714	3165	16.6	805	936	16.3	502	568	13.1	8290	9441	13.9
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	64	68	6.2	68	80	18.3	9	7	-16.9	1	0	-79.9	142	156	9.8
AUTRES FRAIS	564	606	7.5	175	43	-75.2	231	107	-53.6	54	60	11.1	1023	816	-20.2
FR. DE R&D DES SABLES	27	36	34.4	0	0	--	0	0	--	0	0	--	27	36	34.4
DEPENSES E&M	758	876	15.6	0	0	--	46	57	23.9	13	11	-13.8	816	943	15.6
DEPRECIATION	725	839	15.8	612	686	12.0	251	227	-9.5	123	49	-60.0	1711	1801	5.3
EPUISEMENT	1382	1627	17.7	0	0	--	10	10	4.7	288	380	31.9	1681	2017	20.0
AMORTISSEMENT	611	486	-20.4	30	170	--	21	36	68.5	107	157	46.7	769	849	10.4
FRAIS NON-MON. ET E&M	3503	3864	10.3	642	856	33.3	327	330	0.6	531	597	12.5	5004	5647	12.9
REVENU AVANT IMPOT	7829	8667	10.7	461	391	-15.2	-59	-256	--	220	103	-53.2	8451	8905	5.4
IMPOT FEDERAL	2302	2489	8.1	2	127	--	-166	-162	--	154	128	-16.6	2292	2582	12.7
IMPOT PROVINCIAL	609	563	-7.5	3	25	--	-54	-32	--	0	0	--	557	556	-0.2
IMPOT COURANT	2911	3052	4.9	5	152	--	-221	-193	--	154	128	-16.6	2849	3138	10.2
REV. APRES IMPOT COUR.	4918	5615	14.2	456	240	-47.4	162	-63	--	66	-25	--	5602	5767	2.9
IMPOT REPORTE	1812	1741	-3.9	86	-116	--	76	28	-63.6	53	34	-36.2	2026	1686	-16.8
REVENU NET APRES IMPOT	3107	3874	24.7	371	356	-3.9	85	-91	--	13	-59	--	3576	4081	14.1
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	8	-893	--	35	-129	--	-96	-251	--	187	94	-49.7	134	-1179	--
REV. NET APR. POSTES EXT.	3115	2981	-4.3	405	228	-43.8	-10	-342	--	201	35	-82.4	3710	2902	-21.8
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	8421	9479	12.6	1098	1096	-0.2	489	266	-45.5	597	572	-4.2	10606	11414	7.6

Annexe B-1

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS

	—ACTIVITES AMONT—			—ACTIVITES AVAL—			—AUTRES ACTIVITES—			ACTIVITES ETRANGERES			–TOTAL DES ACTIVITES–		
	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	8753	9019	3.0	27174	29823	9.7	1439	1381	-4.0	102	142	38.6	37467	40364	7.7
REDEVANCES & AUTRES PAI.	2271	2161	-4.9	0	0	--	0	0	--	0	0	--	2271	2161	-4.9
TRPG & AUTRES TAXES	750	643	-14.3	1643	2102	27.9	3	18	--	0	0	--	2397	2763	15.3
REC. NETTES APRES REDEV.	5731	6214	8.4	25531	27721	8.6	1435	1363	-5.1	102	142	38.5	32799	35440	8.0
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	22028	23931	8.6	867	860	-0.8	0	0	--	22895	24790	8.3
FRAIS D'INTERETS	41	12	-71.4	239	100	-58.0	305	364	19.2	4	0	-94.6	590	476	-19.2
FRAIS D'EXPLOITATION	1530	1863	21.8	2236	2631	17.7	146	204	39.4	27	72	166.7	3939	4770	21.1
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	28	35	22.9	58	72	25.4	7	6	-16.6	0	0	--	93	113	21.5
AUTRES FRAIS	100	136	35.9	174	43	-75.5	50	43	-14.0	1	0	-41.4	324	222	-31.6
FR. DE R&D DES SABLES	17	15	-8.6	0	0	--	0	0	--	0	0	--	17	15	-8.6
DEPENSES E&M	197	258	31.2	0	0	--	22	27	22.7	0	0	-34.8	219	285	30.2
DEPRECIATION	222	276	24.1	476	575	20.8	87	70	-19.7	3	2	-40.4	788	922	17.1
EPUISEMENT	293	332	13.4	0	0	--	2	2	30.6	17	20	15.1	312	354	13.6
AMORTISSEMENT	179	217	21.6	24	55	132.4	-1	2	--	4	5	38.1	205	280	36.5
FRAIS NON-MON. ET E&M	907	1098	21.1	500	630	26.2	109	101	-7.6	24	27	11.3	1540	1856	20.5
REVENU AVANT IMPOT	3125	3071	-1.7	297	313	5.3	-49	-215	--	47	43	-8.1	3420	3212	-6.1
IMPOT FEDERAL	1049	908	-13.4	-57	50	--	-141	-189	--	29	26	-11.6	880	794	-9.7
IMPOT PROVINCIAL	282	210	-25.5	-18	2	--	-46	-35	--	0	0	--	218	177	-18.6
IMPOT COURANT	1331	1118	-16.0	-76	52	--	-187	-224	--	29	26	-11.6	1097	972	-11.5
REV. APRES IMPOT COUR.	1794	1953	8.9	373	261	-30.0	138	10	-92.9	18	17	-2.1	2322	2241	-3.5
IMPOT REPORTE	521	591	13.5	123	-3	--	132	-6	--	-5	-1	--	771	581	-24.7
REVENU NET APRES IMPOT	1273	1362	7.0	250	264	5.5	6	16	167.3	22	18	-17.3	1551	1660	7.0
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	0	-678	--	35	-129	--	-35	-246	--	204	0	-100.0	203	-1053	--
REV. NET APR. POSTES EXT.	1273	684	-46.3	285	135	-52.5	-29	-230	--	226	18	-91.9	1754	607	-65.4
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	2701	3051	13.0	873	891	2.2	247	111	-55.2	42	44	5.6	3862	4097	6.1

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ

	—ACTIVITES AMONT—			—ACTIVITES AVAL—			—AUTRES ACTIVITES—			ACTIVITES ETRANGERES			–TOTAL DES ACTIVITES–		
	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	4572	4633	1.3	81	95	17.9	624	340	-45.6	957	1040	8.7	6234	6109	-2.0
REDEVANCES & AUTRES PAI.	1117	1077	-3.6	0	0	--	0	0	--	0	0	--	1117	1077	-3.6
TRPG & AUTRES TAXES	360	317	-11.7	0	0	--	0	0	--	11	109	--	371	427	15.0
REC. NETTES APRES REDEV.	3096	3239	4.6	81	95	17.9	624	340	-45.6	946	931	-1.6	4746	4605	-3.0
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	49	53	7.6	211	3	-98.4	40	19	-53.2	300	75	-75.1
FRAIS D'INTERETS	640	663	3.6	5	6	34.5	86	16	-81.9	116	94	-18.9	847	779	-8.0
FRAIS D'EXPLOITATION	706	700	-0.9	13	15	16.0	176	242	37.6	327	364	11.2	1222	1320	8.1
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	2	1	-44.4	0	0	--	0	1	70.4	1	0	-79.9	4	2	-42.9
AUTRES FRAIS	182	239	31.5	1	1	-34.3	67	15	-77.7	25	39	53.2	275	293	6.6
FR. DE R&D DES SABLES	2	0	--	0	0	--	0	0	--	0	0	--	2	0	--
DEPENSES E&M	42	53	26.4	0	0	--	3	0	-100.0	8	3	-67.7	53	55	5.0
DEPRECIATION	123	140	13.4	15	19	28.9	42	21	-49.4	106	34	-68.3	286	214	-25.3
EPUISEMENT	505	599	18.5	0	0	--	3	1	-58.7	129	233	80.7	636	833	30.8
AMORTISSEMENT	142	107	-24.8	0	-3	--	23	7	-68.2	69	147	112.1	234	257	9.9
FRAIS NON-MON. ET E&M	814	898	10.3	15	15	5.3	71	30	-58.0	312	416	33.2	1211	1358	12.2
REVENU AVANT IMPOT	752	739	-1.8	-2	5	--	13	34	160.9	124	0	-99.9	888	777	-12.4
IMPOT FEDERAL	82	87	6.9	1	1	-8.1	0	12	--	83	84	1.7	165	185	11.9
IMPOT PROVINCIAL	-64	-53	--	0	0	-10.4	0	0	--	0	0	102.1	-64	-52	--
IMPOT COURANT	18	35	97.4	1	1	-8.8	-1	12	--	83	84	1.8	101	132	31.0
REV. APRES IMPOT COUR.	735	704	-4.1	-3	4	--	13	21	58.2	42	-84	--	787	645	-18.0
IMPOT REPORTE	417	370	-11.3	-4	0	--	12	2	-79.4	59	14	-76.4	484	386	-20.2
REVENU NET APRES IMPOT	317	334	5.3	1	4	298.3	2	19	--	-18	-98	--	302	259	-14.5
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	-1	-224	--	0	0	--	-61	-13	--	-20	93	--	-82	-143	--
REV. NET APR. POSTES EXT.	316	110	-65.1	1	4	298.3	-59	6	--	-38	-5	--	221	115	-47.8
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	1549	1602	3.5	12	19	62.2	84	51	-39.4	353	331	-6.2	1998	2003	0.3

Annexe B-3

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ

	ACTIVITES AMONT			ACTIVITES AVAL			AUTRES ACTIVITES			ACTIVITES ETRANGERES			TOTAL DES ACTIVITES		
	1984	1985	VARIA. (%)	1984	1985	VARIA. (%)	1984	1985	VARIA. (%)	1984	1985	VARIA. (%)	1984	1985	VARIA. (%)
	(MILLIONS $)			(MILLIONS $)			(MILLIONS $)			(MILLIONS $)			(MILLIONS $)		
RECETTES TOTALES	13236	14230	7.5	4615	4103	-11.1	1048	905	-13.6	631	567	-10.1	19530	19806	1.4
REDEVANCES & AUTRES PAI.	3052	3077	0.8	0	0	--	0	0	--	0	0	--	3052	3077	0.8
TRPG & AUTRES TAXES	1127	1064	-5.5	292	257	-11.9	24	6	-72.9	61	42	-31.4	1503	1370	-8.9
REC. NETTES APRES REDEV.	9058	10088	11.4	4324	3846	-11.0	1024	899	-12.2	570	525	-7.8	14975	15359	2.6
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	3491	2993	-14.3	16	0	-100.0	109	134	22.8	3616	3127	-13.5
FRAIS D'INTERETS	975	889	-8.8	63	43	-32.7	285	236	-17.4	40	23	-43.5	1363	1190	-12.7
FRAIS D'EXPLOITATION	2033	2210	8.7	465	518	11.4	483	490	1.5	149	133	-10.6	3129	3351	7.1
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	34	33	-4.8	10	8	-21.2	1	1	-48.2	0	0	--	46	41	-9.8
AUTRES FRAIS	282	231	-18.1	0	0	--	114	50	-56.6	28	21	-26.0	424	301	-29.0
FR. DE R&D DES SABLES	8	21	154.1	0	0	--	0	0	--	0	0	--	8	21	154.1
DEPENSES E&M	519	565	8.8	0	0	--	20	29	44.1	5	8	76.2	544	602	10.7
DEPRECIATION	379	424	11.7	122	92	-24.4	122	136	11.5	14	14	0.2	637	666	4.5
EPUISEMENT	585	696	19.0	0	0	--	5	7	28.3	142	128	-10.2	733	831	13.4
AMORTISSEMENT	290	162	-44.2	6	118	--	0	27	--	34	5	-84.7	330	312	-5.5
FRAIS NON-MON. ET E&M	1782	1868	4.8	128	210	64.6	148	199	34.8	195	155	-20.4	2253	2433	8.0
REVENU AVANT IMPOT	3952	4857	22.9	166	74	-55.5	-23	-75	--	49	60	22.6	4144	4915	18.6
IMPOT FEDERAL	1171	1493	27.5	59	76	30.1	-25	15	--	42	18	-56.2	1247	1603	28.5
IMPOT PROVINCIAL	391	406	3.8	21	22	5.8	-8	4	--	0	0	--	404	432	6.9
IMPOT COURANT	1562	1899	21.6	80	98	23.7	-33	19	--	42	18	-56.8	1651	2035	23.2
REV. APRES IMPOT COUR.	2390	2958	23.8	86	-25	--	10	-94	--	7	42	--	2493	2881	15.5
IMPOT REPORTE	873	780	-10.7	-33	-113	--	-67	32	--	-2	21	--	770	719	-6.7
REVENU NET APRES IMPOT	1517	2178	43.6	120	89	-25.9	78	-126	--	9	21	134.0	1723	2162	25.5
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	9	8	-7.3	0	0	--	0	8	--	4	1	-62.4	13	18	40.7
REV. NET APR. POSTES EXT.	1526	2187	43.3	120	89	-25.9	78	-118	--	13	22	77.9	1735	2180	25.6
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	4172	4826	15.7	214	186	-13.3	158	105	-33.6	202	197	-2.5	4746	5313	12.0

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

TOTAL DES PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ

	—ACTIVITES AMONT—			—ACTIVITES AVAL—			—AUTRES ACTIVITES—			ACTIVITES ETRANGERES			–TOTAL DES ACTIVITES–		
	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	17808	18863	5.9	4696	4198	-10.6	1672	1245	-25.5	1588	1608	1.2	25764	25914	0.6
REDEVANCES & AUTRES PAI.	4168	4154	-0.3	0	0	--	0	0	--	0	0	--	4168	4154	-0.3
TRPG & AUTRES TAXES	1486	1382	-7.0	292	257	-11.9	24	6	-72.9	73	151	108.0	1874	1796	-4.2
REC. NETTES APRES REDEV.	12154	13328	9.7	4404	3941	-10.5	1648	1239	-24.8	1515	1457	-3.9	19722	19964	1.2
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	3540	3046	-14.0	227	3	-98.5	149	153	2.5	3916	3202	-18.2
FRAIS D'INTERETS	1615	1552	-3.9	68	49	-27.9	372	251	-32.4	156	117	-25.2	2211	1969	-10.9
FRAIS D'EXPLOITATION	2739	2910	6.3	478	533	11.5	658	732	11.1	475	496	4.4	4351	4671	7.4
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	36	34	-6.9	10	8	-21.2	2	1	-17.9	1	0	-79.9	50	44	-12.2
AUTRES FRAIS	464	470	1.3	1	1	-28.2	181	64	-64.4	53	59	11.6	699	594	-15.0
FR. DE R&D DES SABLES	10	21	105.9	0	0	--	0	0	--	0	0	--	10	21	105.9
DEPENSES E&M	561	618	10.1	0	0	--	23	29	25.1	13	11	-13.4	597	658	10.2
DEPRECIATION	503	564	12.1	136	111	-18.6	164	158	-4.1	120	47	-60.5	923	880	-4.7
EPUISEMENT	1090	1295	18.8	0	0	--	8	8	-0.9	271	361	33.0	1369	1664	21.5
AMORTISSEMENT	432	269	-37.8	6	115	--	23	34	50.0	103	152	47.0	564	569	0.9
FRAIS NON-MON. ET E&M	2596	2766	6.5	142	226	58.5	218	229	4.7	507	571	12.6	3464	3791	9.5
REVENU AVANT IMPOT	4704	5596	19.0	164	79	-52.2	-10	-42	--	173	60	-65.4	5032	5693	13.1
IMPOT FEDERAL	1253	1581	26.2	60	77	29.5	-25	27	--	125	102	-17.8	1412	1788	26.6
IMPOT PROVINCIAL	327	353	8.0	21	23	5.5	-9	4	--	0	0	--	340	379	11.6
IMPOT COURANT	1580	1934	22.4	81	100	23.2	-33	31	--	124	102	-17.8	1752	2167	23.7
REV. APRES IMPOT COUR.	3124	3662	17.2	83	-21	--	23	-73	--	49	-42	--	3280	3526	7.5
IMPOT REPORTE	1291	1150	-10.9	-37	-114	--	-56	34	--	57	35	-39.3	1255	1105	-11.9
REVENU NET APRES IMPOT	1834	2512	37.0	121	92	-23.3	79	-107	--	-9	-77	--	2025	2421	19.5
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	8	-215	--	0	0	--	-61	-5	--	-16	94	--	-69	-126	--
REV. NET APR. POSTES EXT.	1842	2297	24.7	121	92	-23.3	19	-112	--	-25	17	--	1956	2295	17.3
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	5721	6428	12.4	226	205	-9.4	242	156	-35.6	556	528	-4.9	6744	7317	8.5

Annexe B-5

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN

	---ACTIVITES AMONT---			---ACTIVITES AVAL---			---AUTRES ACTIVITES---			ACTIVITES ETRANGERES			--TOTAL DES ACTIVITES--		
	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	12461	13410	7.6	12354	12992	5.2	2513	2074	-17.5	1327	1427	7.5	28655	29903	4.4
REDEVANCES & AUTRES PAI.	2647	2708	2.3	0	0	--	0	0	--	0	0	--	2647	2708	2.3
TRPG & AUTRES TAXES	1010	926	-8.3	760	898	18.1	7	7	9.9	25	122	389.5	1802	1954	8.4
REC. NETTES APRES REDEV.	8803	9777	11.1	11594	12094	4.3	2507	2066	-17.6	1302	1304	0.2	24205	25241	4.3
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	9852	10145	3.0	1030	843	-18.1	149	153	2.5	11031	11141	1.0
FRAIS D'INTERETS	1516	1403	-7.4	220	85	-61.1	379	280	-26.0	128	102	-20.0	2243	1871	-16.6
FRAIS D'EXPLOITATION	2061	2261	9.7	879	1220	38.8	608	679	11.6	414	445	7.5	3963	4605	16.2
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	19	13	-28.7	11	9	-20.0	1	1	30.0	1	0	-79.9	32	23	-26.6
AUTRES FRAIS	391	431	10.3	172	26	-84.8	213	66	-68.7	47	48	2.9	823	572	-30.5
FR. DE R&D DES SABLES	4	9	162.8	0	0	--	0	0	--	0	0	--	4	9	162.8
DEPENSES E&M	209	155	-26.0	0	0	--	7	12	73.9	8	1	-92.1	224	167	-25.2
DEPRECIATION	410	476	16.0	327	324	-1.1	200	191	-4.3	115	43	-62.1	1052	1035	-1.7
EPUISEMENT	1095	1276	16.6	0	0	--	9	10	5.0	229	318	39.1	1333	1604	20.4
AMORTISSEMENT	167	138	-17.4	27	142	--	9	11	17.2	67	119	76.7	271	410	51.5
FRAIS NON-MON. ET E&M	1885	2054	9.0	354	466	31.6	226	224	-0.6	419	481	14.9	2883	3225	11.9
REVENU AVANT IMPOT	2931	3613	23.3	106	143	34.6	52	-27	--	143	74	-48.2	3232	3803	17.7
IMPOT FEDERAL	308	590	91.5	17	120	--	-21	34	--	109	107	-1.4	412	850	106.3
IMPOT PROVINCIAL	100	84	-15.9	1	22	--	-6	5	--	0	0	--	94	111	18.4
IMPOT COURANT	408	673	65.2	17	142	--	-28	39	--	108	107	-1.4	506	961	90.0
REV. APRES IMPOT COUR.	2523	2940	16.5	89	1	-98.9	79	-66	--	35	-33	--	2726	2842	4.3
IMPOT REPORTE	1493	1290	-13.6	-24	-154	--	-70	10	--	49	16	-67.4	1447	1162	-19.7
REVENU NET APRES IMPOT	1031	1650	60.0	113	155	37.3	150	-76	--	-14	-48	--	1279	1680	31.3
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	33	-820	--	35	-129	--	-50	-59	--	187	94	-49.7	205	-913	--
REV. NET APR. POSTES EXT.	1064	830	-22.0	147	26	-82.3	100	-135	--	174	46	-73.6	1484	767	-48.3
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	4408	4994	13.3	443	467	5.4	305	158	-48.1	453	448	-1.1	5609	6067	8.2

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER

	—ACTIVITES AMONT—			—ACTIVITES AVAL—			—AUTRES ACTIVITES—			ACTIVITES ETRANGERES			–TOTAL DES ACTIVITES–		
	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	14100	14472	2.6	19516	21029	7.8	597	552	-7.6	364	323	-11.3	34577	36376	5.2
REDEVANCES & AUTRES PAI.	3792	3607	-4.9	0	0	--	0	0	--	0	0	--	3792	3607	-4.9
TRPG & AUTRES TAXES	1226	1099	-10.4	1175	1461	24.4	20	17	-15.9	48	29	-39.3	2469	2606	5.6
REC. NETTES APRES REDEV.	9081	9766	7.5	18341	19568	6.7	577	535	-7.3	316	294	-7.0	28316	30163	6.5
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	15716	16832	7.1	64	20	-68.7	0	0	--	15780	16852	6.8
FRAIS D'INTERETS	139	160	15.0	87	64	-26.5	298	335	12.3	33	15	-54.4	557	574	3.0
FRAIS D'EXPLOITATION	2208	2512	13.8	1834	1944	6.0	197	257	30.7	88	123	39.5	4327	4836	11.8
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	46	55	20.6	57	72	25.6	8	6	-21.1	0	0	--	111	133	20.2
AUTRES FRAIS	173	175	1.0	2	17	--	18	41	123.1	7	11	70.0	200	244	21.7
FR. DE R&D DES SABLES	24	27	15.0	0	0	--	0	0	--	0	0	--	24	27	15.0
DEPENSES E&M	548	721	31.5	0	0	--	39	44	14.9	5	10	108.1	592	776	31.0
DEPRECIATION	315	363	15.5	285	362	27.1	51	36	-29.8	8	6	-28.3	658	767	16.5
EPUISEMENT	288	351	21.8	0	0	--	0	0	-7.9	60	63	4.3	348	414	18.8
AMORTISSEMENT	444	348	-21.6	4	29	--	12	25	108.2	39	38	-4.5	498	439	-11.9
FRAIS NON-MON. ET E&M	1618	1810	11.9	288	391	35.5	102	105	3.3	112	116	3.6	2121	2422	14.2
REVENU AVANT IMPOT	4898	5054	3.2	355	249	-30.0	-110	-230	--	77	29	-62.6	5220	5102	-2.3
IMPOT FEDERAL	1994	1899	-4.8	-14	7	--	-145	-195	--	45	21	-53.2	1880	1732	-7.9
IMPOT PROVINCIAL	509	479	-5.9	2	3	26.6	-48	-37	--	0	0	-43.3	464	445	-3.9
IMPOT COURANT	2503	2379	-5.0	-12	10	--	-193	-232	--	45	21	-53.1	2343	2177	-7.1
REV. APRES IMPOT COUR.	2395	2675	11.7	367	239	-35.0	83	3	-96.6	31	8	-76.1	2876	2924	1.7
IMPOT REPORTE	319	451	41.4	109	37	-66.0	147	18	-87.7	4	18	323.7	579	524	-9.6
REVENU NET APRES IMPOT	2076	2224	7.2	258	202	-21.8	-64	-15	--	27	-10	--	2297	2400	4.5
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	-25	-73	--	0	0	--	-46	-192	--	0	0	--	-71	-265	--
REV. NET APR. POSTES EXT.	2051	2151	4.9	258	202	-21.8	-110	-207	--	27	-10	--	2226	2135	-4.1
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	4013	4485	11.8	656	629	-4.0	185	108	-41.4	144	124	-13.8	4997	5347	7.0

Annexe B-8

TABLEAU 2(a)

RENDEMENT FINANCIER PAR PRINCIPAUX SECTEURS D'ACTIVITÉS

ACTIVITES AMONT

	ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1984	1985	VARIA. (%)	1984	1985	VARIA. (%)	1984	1985	VARIA. (%)
	('000 M3)			('000 M3)			('000 M3)		
PRODUCTION D'EQUIV. PETROLE	150612	154761	2.8	73848	77230	4.6	76764	77532	1.0
POSTES FINANCIERS CLES	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES BRUTES	26561	27882	5.0	12461	13410	7.6	14100	14472	2.6
REVENU MONETAIRE	8421	9479	12.6	4408	4994	13.3	4013	4485	11.8
REVENU NET	3107	3874	24.7	1031	1650	60.0	2076	2224	7.2
REVENU NET PLUS INTERETS	4762	5437	14.2	2547	3053	19.9	2215	2384	7.7
CAPITAL UTILISE	50879	54584	7.3	31293	32779	4.7	19586	21805	11.3
RECETTES ET COUTS UNITAIRES	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)
RECETTES BRUTES	176.35	180.16	2.2	168.74	173.64	2.9	183.68	186.65	1.6
REDEVANCES & AUTRES PAIEMENTS	42.76	40.80	-4.6	35.85	35.06	-2.2	49.40	46.52	-5.8
TRPG & AUTRES TAXES	14.85	13.09	-11.9	13.68	11.99	-12.3	15.97	14.17	-11.3
RECETTES APRES REDEV. ET TAXES	118.75	126.27	6.3	119.21	126.59	6.2	118.30	125.96	6.5
FRAIS D'INTERET	10.99	10.10	-8.1	20.53	18.17	-11.5	1.81	2.06	13.9
FRAIS D'EXPLOIT.(SAUF RECH.)	28.34	30.84	8.8	27.91	29.28	4.9	28.76	32.40	12.7
FRAIS DE RECHERCHES ET AUTRES	4.17	4.36	4.5	5.55	5.76	3.8	2.85	2.96	4.1
REVENU MONETAIRE AVANT IMPOT	75.24	80.97	7.6	65.21	73.39	12.5	84.88	88.53	4.3
E.M. ET FRAIS DE R-D IMPUTES AUX SABLES PETROLIFERES	5.21	5.89	13.1	2.88	2.12	-26.3	7.45	9.65	29.5
DEPRECIATION	4.81	5.42	12.7	5.56	6.16	10.9	4.10	4.69	14.3
EPUISEMENT	9.18	10.51	14.5	14.82	16.52	11.5	3.75	4.52	20.6
SOMMES RADIEES	4.06	3.14	-22.6	2.27	1.79	-21.0	5.78	4.49	-22.4
REVENU NET AVANT IMPOT	51.98	56.00	7.7	39.69	46.79	17.9	63.80	65.18	2.2
IMPOT FEDERAL SUR LE REVENU	15.28	16.08	5.2	4.17	7.63	83.2	25.97	24.49	-5.7
IMPOT PROVINC. SUR LE REVENU	4.04	3.64	-10.0	1.35	1.09	-19.6	6.63	6.18	-6.8
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	12.03	11.25	-6.5	20.21	16.71	-17.3	4.15	5.81	40.0
REVENU NET APRES IMPOT	20.63	25.03	21.4	13.96	21.36	53.0	27.04	28.69	6.1
GAINS OU PERTES EXTRAORD.	0.00	-5.77	--	0.00	-10.62	--	0.00	-0.95	--
REVENU NET APRES POSTES EXTRA.	20.68	19.26	-6.9	14.41	10.74	-25.4	26.72	27.74	3.8
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	55.91	61.25	9.5	59.70	64.66	8.3	52.27	57.85	10.7
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)		(%)	(%)	
GAZ NATUREL EN % DE LA PRODUCTION TOTALE	40.3	41.6	S/O	46.3	46.8	S/O	34.6	36.3	S/O
PETROLE PAPC EN % DE LE PRODUCTION DE PETROLE CLASS.	62.4	56.1	S/O	55.5	52.1	S/O	67.6	59.2	S/O

TABLEAU 2(a)

RENDEMENT FINANCIER PAR PRINCIPAUX SECTEURS D'ACTIVITÉS

ACTIVITES AMONT (SUITE)

	-SOCIETES INTEGREES- -----ET RAFFINEURS-----			-PETITS PRODUCTEURS- ---DE PETROLE ET GAZ---			-GRANDS PRODUCTEURS- ---DE PETROLE ET GAZ---		
	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.
	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PRODUCTION D'EQUIV. PETROLE	48692	49497	1.7	29003	29601	2.1	72916	75663	3.8
POSTES FINANCIERS CLES	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES BRUTES	8753	9019	3.0	4572	4633	1.3	13236	14230	7.5
REVENU MONETAIRE	2701	3051	13.0	1549	1602	3.5	4172	4826	15.7
REVENU NET	1273	1362	7.0	317	334	5.3	1517	2178	43.6
REVENU NET PLUS INTERETS	1314	1373	4.5	957	997	4.2	2491	3067	23.1
CAPITAL UTILISE	13570	13973	3.0	14645	15786	7.8	22664	24826	9.5
RECETTES ET COUTS UNITAIRES	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)
RECETTES BRUTES	179.75	182.20	1.4	157.63	156.53	-0.7	181.53	188.07	3.6
REDEVANCES & AUTRES PAIEMENTS	46.65	43.66	-6.4	38.50	36.37	-5.5	41.85	40.67	-2.8
TRPG & AUTRES TAXES	15.41	13.00	-15.7	12.40	10.73	-13.5	15.45	14.07	-8.9
RECETTES APRES REDEV. ET TAXES	117.69	125.55	6.7	106.74	109.43	2.5	124.22	133.33	7.3
FRAIS D'INTERET	0.84	0.00	-71.9	22.06	22.39	1.5	13.37	11.75	-12.1
FRAIS D'EXPLOIT.(SAUF RECH.)	31.42	37.63	19.8	24.35	23.64	-2.9	27.88	29.21	4.8
FRAIS DE RECHERCHES ET AUTRES	2.64	3.45	30.9	6.33	8.11	28.0	4.34	3.48	-19.7
REVENU MONETAIRE AVANT IMPOT	82.80	84.23	1.7	54.00	55.29	2.4	78.64	88.89	13.0
E.M. ET FRAIS DE R-D IMPUTES AUX SABLES PETROLIFERES	4.38	5.52	26.0	1.50	1.77	17.9	7.24	7.75	7.1
DEPRECIATION	4.56	5.57	22.1	4.26	4.73	11.1	5.20	5.60	7.6
EPUISEMENT	6.01	6.70	11.5	17.41	20.22	16.2	8.02	9.20	14.7
SOMMES RADIEES	3.67	4.39	19.7	4.90	3.61	-26.3	3.98	2.14	-46.2
REVENU NET AVANT IMPOT	64.17	62.04	-3.3	25.94	24.96	-3.7	54.20	64.20	18.4
IMPOT FEDERAL SUR LE REVENU	21.54	18.35	-14.8	2.82	2.95	4.7	16.06	19.73	22.9
IMPOT PROVINC. SUR LE REVENU	5.79	4.24	-26.7	-2.22	-1.78	--	5.37	5.37	--
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	10.70	11.94	11.6	14.39	12.51	-13.1	11.97	10.30	-14.0
REVENU NET APRES IMPOT	26.14	27.51	5.3	10.94	11.28	3.1	20.80	28.79	38.4
GAINS OU PERTES EXTRAORD.	0.00	-13.70	--	0.00	-7.55	--	0.00	0.00	-10.7
REVENU NET APRES POSTES EXTRA.	26.14	13.81	-47.2	10.91	3.73	-65.8	20.92	28.90	38.1
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	55.47	61.64	11.1	53.40	54.12	1.4	57.21	63.78	11.5
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)		(%)	(%)	
GAZ NATUREL EN % DE LA PRODUCTION TOTALE	28.0	29.2	S/O	57.9	59.0	S/O	41.6	42.8	S/O
PETROLE PAPC EN % DE LE PRODUCTION DE PETROLE CLASS.	68.3	58.4	S/O	40.4	43.5	S/O	65.7	58.8	S/O

Annexe B-10

TABLEAU 2(b)

RENDEMENT FINANCIER PAR PRINCIPAUX SECTEURS D'ACTIVITÉS

ACTIVITES AVAL

	TOTAL AVAL			-PRODUITS PETROCH.- ET AUTRES			TOTAL DES ACTIVITES RELATIVES AUX PRODUITS PETROLIERS(1)					
	1984 (MILLIONS $)	1985 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1984 (MILLIONS $)	1985 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1984 (MILLIONS $)	1985 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1984 ($/M3)	1985 ($/M3)	VARIA. (%)
RECETTES TOTALES	31870	34021	6.8	4036	4321	7.1	27834	29699	6.7	327.00	347.44	6.3
TAXE DE VENTE,ACCISE ET AUT.	1935	2359	21.9	3	8	135.2	1931	2351	21.7	22.94	27.83	21.3
COUT DES BIENS VENDUS	25568	26976	5.5	3468	3748	8.1	22100	23229	5.1	259.61	271.67	4.6
FRAIS D'EXPLOITATION	2714	3165	16.6	279	309	11.0	2435	2855	17.3	28.57	33.29	16.5
FRAIS DE RECHERCHES (SAUF SABLES PETROLIFERES)	68	80	18.3	17	27	57.7	51	53	5.1	0.60	0.63	4.8
AUTRES FRAIS	175	43	-75.2	0	-1	--	175	44	-74.9	1.91	0.00	-77.9
REVENU AVANT INTERET ET IMPOT	1411	1397	-1.0	269	229	-14.7	1142	1168	2.3	13.37	13.60	1.7
FRAIS D'INTERET	307	150	-51.3	29	24	-16.8	278	126	-54.9	3.22	1.40	-56.5
REVENU EN ESPECES AVANT IMPOT	1104	1248	13.1	240	205	-14.4	864	1042	20.7	10.15	12.20	20.2
IMPOT SUR LE REVENU COURANT	5	152	--	-24	-10	--	30	162	--	0.00	1.91	--
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	1098	1096	-0.2	264	215	-18.5	834	881	5.6	9.80	10.29	5.0
DEPR.ET AUT.POSTE HORS CAIS.	642	856	33.3	141	186	32.3	501	670	33.6	5.86	7.85	33.9
REVENU COURANT	456	240	-47.4	124	29	-76.3	332	210	-36.7	3.94	2.44	-38.0
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	86	-116	--	48	-18	--	38	-98	--	0.00	-1.19	--
BENEFICE NET APRES IMPOT	371	356	-3.9	76	48	-37.4	295	309	4.8	3.50	3.63	3.7

	--RAFFINAGE ET COMM.-- NATIONALES			--RAFFINAGE ET COMM.-- REGIONALES		
	1984 ($/M3)	1985 ($/M3)	VARIA. (%)	1984 ($/M3)	1985 ($/M3)	VARIA. (%)
RECETTES TOTALES	330.48	351.59	6.4	316.01	334.18	5.8
TAXE DE VENTE,ACCISE ET AUT.	23.61	28.91	22.4	20.80	24.40	17.3
COUT DES BIENS VENDUS	260.82	274.39	5.2	255.81	262.97	2.8
FRAIS D'EXPLOITATION	30.07	35.82	19.1	23.82	25.20	5.8
FRAIS DE RECHERCHES (SAUF SABLES PETROLIFERES)	0.77	0.78	1.2	0.00	0.00	97.6
AUTRES FRAIS	2.14	0.00	--	1.16	1.78	53.6
REVENU AVANT INTERET ET IMPOT	13.07	11.70	-10.5	14.34	19.67	37.2
FRAIS D'INTERET	0.91	0.59	-35.5	10.53	4.00	-62.0
REVENU EN ESPECES AVANT IMPOT	12.16	11.11	-8.6	3.81	15.68	311.4
IMPOT SUR LE REVENU COURANT	1.44	1.47	1.9	-3.12	3.30	--
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	10.71	9.64	-10.0	6.93	12.38	78.7
DEPR.ET AUT.POSTE HORS CAIS.	5.37	7.64	42.4	7.43	8.52	14.6
REVENU COURANT	5.35	2.00	-62.6	-0.50	3.86	--
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	0.65	-1.45	--	0.00	0.00	--
BENEFICE NET APRES IMPOT	4.69	3.45	-26.5	0.00	4.23	--
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)	
VENTES DE "PRODUITS PROPRES" CONTRE LE VOL. DE VENTES TOT.	80.84	81.21	0.5	72.54	75.33	3.9
VENTES NETTES AU CANADA CONTRE LE VOL. DE VENTES TOT.	92.37	91.97	-0.4	85.83	84.40	-1.7
VENTES D'EXPORTATIONS CONTRE LE VOL. DE VENTES TOT.	4.75	6.69	40.8	11.73	13.11	11.7

(1) LE CALCUL DES COUTS ET DES RECETTES UNITAIRES SE FONDE SUR LES DONNEES RELATIVES AU VOLUME DES VENTES TOTALES POUR LES POSTES CONSOLIDES RETENUS.

TABLEAU 3

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS

	1984 (MILLIONS $)	1985	VARIA. (%)	1984 (MILLIONS $)	1985	VARIA. (%)	1984 (MILLIONS $)	1985	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	10606	11414	7.6	5609	6067	8.2	4997	5347	7.0
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	1219	2076	70.3	762	1510	98.1	457	566	24.0
EMISSION D'ACTIONS	1815	1995	9.9	1483	1475	-0.6	332	521	56.7
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	1881	1862	-1.0	1792	1656	-7.6	89	206	132.0
TOUTES AUTRES SOURCES	5182	4141	-20.1	4708	3270	-30.5	474	872	84.0
DIMIN. DU CAPITAL DE ROULEMENT	932	2808	201.2	416	1677	303.0	516	1131	119.2
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	21635	24297	12.3	14771	15655	6.0	6864	8642	25.9
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	9776	10889	11.4	6211	6347	2.2	3566	4541	27.4
DEPENSES DE CAPITAL AUX E.-U.	317	681	114.8	302	565	87.1	15	116	--
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	360	401	11.5	332	381	14.9	28	20	-28.9
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	677	1082	59.9	634	946	49.3	43	136	215.2
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	10453	11971	14.5	6844	7293	6.6	3609	4677	29.6
DIVIDENDES: ACT. ORDINAIRES	34	1509	--	34	597	--	0	911	--
ACT. PRIVILEGIEES	0	281	--	0	234	--	0	47	--
TOTAL	1348	1790	32.8	631	832	31.7	716	958	33.7
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	166	584	252.4	96	475	392.8	69	110	57.7
TOTAL DIV. & RED. AVOIR PROPRE	1513	2374	56.9	728	1307	79.5	786	1067	35.9
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	2575	1884	-26.8	2040	1366	-33.0	534	517	-3.2
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	2592	5921	128.5	1741	4492	158.1	851	1429	68.0
AUGMENT. DU FONDS DE ROULEMENT	4503	2148	-52.3	3418	1197	-65.0	1084	951	-12.3
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	21635	24297	12.3	14771	15655	6.0	6864	8642	25.9

		SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ	
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	3862	4097	6.1	1998	2003	0.3	4746	5313	12.0
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	70	449	--	1070	1055	-1.4	79	572	--
EMISSION D'ACTIONS	667	865	29.7	1085	807	-25.6	63	323	--
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	577	620	7.3	508	464	-8.6	796	779	-2.2
TOUTES AUTRES SOURCES	1086	1027	-5.5	692	1772	156.2	3404	1342	-60.6
DIMIN. DU CAPITAL DE ROULEMENT	81	1324	--	522	702	34.5	329	782	137.9
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	6345	8381	32.1	5874	6804	15.8	9417	9112	-3.2
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	3457	3972	14.9	2401	2638	9.8	3918	4279	9.2
DEPENSES DE CAPITAL AUX E.-U.	0	0	-13.4	165	232	41.2	152	448	194.4
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	48	59	22.9	275	314	14.5	37	28	-25.8
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	48	59	22.8	439	547	24.5	189	476	151.2
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	3505	4031	15.0	2840	3185	12.1	4108	4755	15.7
DIVIDENDES: ACT. ORDINAIRES	0	602	--	0	182	--	34	725	--
ACT. PRIVILEGIEES	0	140	--	0	83	--	0	58	--
TOTAL	661	742	12.2	180	265	47.3	507	783	54.5
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	13	92	--	109	222	103.2	43	270	--
TOTAL DIV. & RED. AVOIR PROPRE	674	833	23.6	289	487	68.4	550	1054	91.5
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	795	336	-57.7	1020	920	-9.8	759	627	-17.4
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	735	2269	208.5	1292	1839	42.3	564	1813	221.5
AUGMENT. DU FONDS DE ROULEMENT	635	911	43.5	432	373	-13.8	3436	864	-74.9
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	6345	8381	32.1	5874	6804	15.8	9417	9112	-3.2

Annexe B-12

TABLEAU 4

DEPENSES DE CAPITAL EN AMONT AU CANADA, PAR EMPLACEMENT

	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
	TOTAL AU CANADA			PROVINCES			TERRES DU CANADA		
ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE									
TERRES & CONC./GEOL.& GEOP.	1630	1692	3.8	1431	1555	8.6	200	137	-31.2
FORAGE D'EXPLORATION	3347	3217	-3.9	1197	1419	18.5	2150	1798	-16.4
TOTAL - EXPLORATION	4978	4909	-1.4	2628	2974	13.1	2349	1935	-17.6
FORAGE DE MISE EN VALEUR	1125	1518	34.9	1095	1480	35.2	30	37	24.5
PRODUCTION	1266	1699	34.3	1180	1672	41.6	85	28	-67.2
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	586	1131	93.2	586	1131	93.2	0	0	--
TOTAL - AMONT	7954	9257	16.4	5489	7257	32.2	2465	2001	-18.8
SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN									
TERRES & CONC./GEOL.& GEOP.	950	966	1.7	787	862	9.5	163	104	-36.0
FORAGE D'EXPLORATION	2771	2500	-9.8	818	949	16.0	1953	1551	-20.6
TOTAL - EXPLORATION	3721	3466	-6.8	1605	1811	12.8	2116	1656	-21.8
FORAGE DE MISE EN VALEUR	686	933	36.0	684	923	34.9	2	10	--
PRODUCTION	651	821	26.2	651	821	26.2	0	0	9.8
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	209	277	32.3	209	277	32.3	0	0	--
TOTAL - AMONT	5267	5497	4.4	3149	3831	21.7	2118	1666	-21.3
SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER									
TERRES & CONC./GEOL.& GEOP.	681	726	6.7	644	693	7.6	37	33	-9.6
FORAGE D'EXPLORATION	576	717	24.4	379	470	24.0	197	247	25.3
TOTAL - EXPLORATION	1257	1443	14.8	1023	1163	13.7	233	280	19.8
FORAGE DE MISE EN VALEUR	439	584	33.2	411	558	35.7	28	27	-3.4
PRODUCTION	615	879	42.9	530	851	60.6	85	28	-67.2
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	376	854	127.0	376	854	127.0	0	0	--
TOTAL - AMONT	2687	3760	40.0	2340	3426	46.4	347	335	-3.5

TABLEAU 5

DEPENSES DE CAPITAL, PAR ACTIVITE

	1984	1985 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1984	1985 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1984	1985 (MILLIONS $)	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
EXPLORATION	4978	4909	-1.4	3721	3466	-6.8	1257	1443	14.8
MISE EN VALEUR	1125	1518	34.9	686	933	36.0	439	584	33.2
PRODUCTION	1266	1699	34.3	651	821	26.2	615	879	42.9
SABLES PETROLIFERES	586	1131	93.2	209	277	32.3	376	854	127.0
TOTAL - ACTIVITES AMONT	7954	9257	16.4	5267	5497	4.4	2687	3760	40.0
TOTAL - ACTIVITES AVAL	1055	941	-10.8	421	433	2.9	634	508	-19.9
URANIUM	8	1	-94.0	0	0	--	8	1	-94.0
CHARBON	141	79	-43.8	7	10	46.6	134	69	-48.2
TOUTES AUTRES ACTIVITES	619	611	-1.3	516	408	-21.0	102	203	98.4
TOTAL AU CANADA	9776	10889	11.4	6211	6347	2.2	3566	4541	27.4
TOTAL A L'ETRANGER	677	1082	59.9	634	946	49.3	43	136	215.2
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAPIT.	10453	11971	14.5	6844	7293	6.6	3609	4677	29.6
	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
EXPLORATION	1362	1245	-8.6	1281	1378	7.6	2335	2286	-2.1
MISE EN VALEUR	228	325	42.7	485	534	10.3	413	658	59.6
PRODUCTION	372	586	57.5	383	434	13.4	511	679	33.0
SABLES PETROLIFERES	434	754	73.8	11	84	--	140	293	108.9
TOTAL - ACTIVITES AMONT	2395	2910	21.5	2160	2431	12.6	3399	3916	15.2
TOTAL - ACTIVITES AVAL	863	758	-12.2	9	21	125.3	183	162	-11.1
URANIUM	4	0	-86.8	5	0	-100.0	0	0	--
CHARBON	20	61	197.7	0	1	264.5	120	17	-85.6
TOUTES AUTRES ACTIVITES	174	243	39.4	228	185	-18.6	217	183	-15.8
TOTAL AU CANADA	3457	3972	14.9	2401	2638	9.8	3918	4279	9.2
TOTAL A L'ETRANGER	48	59	22.8	439	547	24.5	189	476	151.2
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAPIT.	3505	4031	15.0	2840	3185	12.1	4108	4755	15.7

Annexe B-14

TABLEAU 6

BILAN

	1984 (MILLIONS $)	1985	VARIA. (%)	1984 (MILLIONS $)	1985	VARIA. (%)	1984 (MILLIONS $)	1985	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
STOCKS	6995	6067	-13.3	3082	2561	-16.9	3912	3506	-10.4
COMPTES A RECEVOIR	10095	10680	5.8	4810	5317	10.5	5285	5363	1.5
AUTRES DISPONIBILITES	6685	6471	-3.2	3287	3217	-2.1	3396	3254	-4.2
TOTAL DES DISPONIBILITES	23775	23217	-2.3	11179	11094	-0.8	12596	12123	-3.8
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	61022	63845	4.6	39650	40113	1.2	21373	23732	11.0
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	7956	9296	16.8	5195	6578	26.6	2761	2719	-1.5
TOTAL DE L'ACTIF	92754	96358	3.9	56024	57784	3.1	36730	38574	5.0
COMPTES A PAYER	9068	9676	6.7	4890	5356	9.5	4178	4321	3.4
AUTRES EXIGIBILITES	5530	5000	-9.6	3192	3120	-2.3	2338	1881	-19.6
TOTAL DES EXIGIBILITES	14597	14677	0.5	8082	8475	4.9	6516	6201	-4.8
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	20283	22652	11.7	15426	17742	15.0	4857	4910	1.1
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	2518	2276	-9.6	1329	1216	-8.5	1189	1060	-10.8
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	11975	12845	7.3	6784	7189	6.0	5191	5656	8.9
AUTRES PASSIFS A LONG TERME	5311	3365	-36.6	4527	2473	-45.4	784	891	13.7
AVOIR PROPRE: ACT. ORDINAIRES	11644	12438	6.8	8192	8825	7.7	3452	3612	4.6
ACT. PRIVILEG.	4491	5114	13.9	3759	4319	14.9	732	795	8.7
BEN.NON REPART.	17868	19010	6.4	5527	5333	-3.5	12341	13677	10.8
AUTRES	4067	3983	-2.1	2400	2211	-7.9	1668	1772	6.3
TOTAL	38070	40545	6.5	19878	20689	4.1	18192	19856	9.1
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	92754	96358	3.9	56024	57784	3.1	36730	38574	5.0
FONDS DE ROULEMENT	9178	8541	-6.9	3098	2619	-15.5	6080	5922	-2.6
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	19563	23676	21.0	10871	13765	26.6	8692	9911	14.0
	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
STOCKS	5377	5176	-3.7	140	150	7.0	1478	741	-49.9
COMPTES A RECEVOIR	4810	5310	10.4	1289	1424	10.5	3996	3945	-1.3
AUTRES DISPONIBILITES	2184	1714	-21.5	1066	1009	-5.3	3436	3748	9.1
TOTAL DES DISPONIBILITES	12371	12201	-1.4	2494	2582	3.5	8910	8434	-5.3
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	21648	22707	4.9	15566	16794	7.9	23808	24344	2.3
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	2291	1923	-16.1	1840	1987	8.0	3825	5386	40.8
TOTAL DE L'ACTIF	36310	36831	1.4	19900	21364	7.4	36543	38164	4.4
COMPTES A PAYER	4541	5170	13.9	1090	1378	26.4	3436	3128	-9.0
AUTRES EXIGIBILITES	2449	2038	-16.8	1140	1271	11.4	1941	1691	-12.8
TOTAL DES EXIGIBILITES	6990	7208	3.1	2230	2649	18.8	5377	4819	-10.4
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	3415	3584	5.0	8049	8172	1.5	8819	10896	23.6
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	511	452	-11.6	620	587	-5.3	1387	1237	-10.8
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	5440	5342	-1.8	1894	2245	18.5	4641	5257	13.3
AUTRES PASSIFS A LONG TERME	2240	1925	-14.0	442	814	83.9	2629	626	76.2
AVOIR PROPRE: ACT. ORDINAIRES	5838	6290	7.8	3316	3484	5.1	2490	2663	7.0
ACT. PRIVILEG.	1780	1999	12.4	1386	1613	16.4	1326	1502	13.3
BEN.NON REPART.	9343	9269	-0.8	529	547	3.4	7996	9194	15.0
AUTRES	755	761	0.8	1434	1254	-12.6	1879	1968	4.8
TOTAL	17715	18319	3.4	6665	6898	3.5	13690	15328	12.0
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	36310	36831	1.4	19900	21364	7.4	36543	38164	4.4
FONDS DE ROULEMENT	5381	4993	-7.2	264	-67	--	3533	3615	2.3
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	7556	9571	26.7	3715	4767	28.3	8292	9338	12.6

TABLEAU 7

VOLUME ET VALEUR DE LA PRODUCTION

PAR PROVINCE

	ALBERTA			COLOMBIE-BRITANNIQUE			SASKATCHEWAN		
	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	19452.9	21340.7	9.7	699.8	741.6	6.0	5241.6	5707.8	8.9
PETROLE BRUT - AUTRES	37007.7	31687.1	-14.4	1206.2	1344.4	11.5	3963.9	3753.4	-5.3
PETROLE BRUT CLASSIQUE	56460.6	53027.8	-6.1	1906.0	2086.1	9.4	9205.5	9461.2	2.8
SABLES PETROLIFERES	9087.2	11959.7	31.6	0.0	0.0	--	14.6	13.4	-8.2
GAZ NATUREL COMMERCIAL	53714.5	56877.6	5.9	5563.8	5816.5	4.5	1093.6	1157.2	5.8
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	12261.8	12056.7	-1.7	47.5	82.7	74.3	60.4	4.3	-92.8
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	131524.2	133921.8	1.8	7517.3	7985.3	6.2	10374.1	10636.1	2.5
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	4701.2	5017.2	6.7	162.8	178.1	9.4	1095.5	1208.1	10.3
PETROLE BRUT - AUTRES	6952.4	6508.6	-6.4	220.9	278.4	26.0	712.6	743.1	4.3
PETROLE BRUT CLASSIQUE	11653.6	11525.9	-1.1	383.7	456.5	19.0	1808.1	1951.1	7.9
SABLES PETROLIFERES	2228.3	2839.8	27.4	0.0	0.0	--	1.8	2.5	37.5
GAZ NATUREL COMMERCIAL	5725.5	5653.1	-1.3	470.1	473.0	0.6	63.2	79.3	25.5
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	2210.5	2261.3	2.3	7.3	14.1	92.6	11.3	1.0	-91.5
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	21817.9	22280.1	2.1	861.2	943.6	9.6	1884.4	2033.9	7.9

PAR GROUPE DE COMPAGNIES

	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	25716.4	29132.6	13.3	13130.3	14008.7	6.7	12586.2	15123.9	20.2
PETROLE BRUT - AUTRES	42715.0	37207.6	-12.9	16400.5	15250.6	-7.0	26314.5	21957.0	-16.6
PETROLE BRUT CLASSIQUE	68431.4	66340.3	-3.1	29530.7	29259.4	-0.9	38900.7	37080.9	-4.7
SABLES PETROLIFERES	9101.8	11973.1	31.5	3207.6	4745.3	47.9	5894.2	7227.8	22.6
GAZ NATUREL COMMERCIAL	60713.2	64308.5	5.9	34182.0	36131.2	5.7	26531.2	28177.3	6.2
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	12374.3	12148.7	-1.8	6932.4	7098.9	2.4	5441.9	5049.8	-7.2
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	150620.7	154770.5	2.8	73852.7	77234.8	4.6	76767.9	77535.7	1.0
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	6039.8	6665.2	10.4	2994.2	3143.5	5.0	3045.7	3521.7	15.6
PETROLE BRUT - AUTRES	7970.6	7617.8	-4.4	3064.5	3128.6	2.1	4906.0	4489.2	-8.5
PETROLE BRUT CLASSIQUE	14010.4	14283.0	1.9	6058.7	6272.1	3.5	7951.7	8010.9	0.7
SABLES PETROLIFERES	2230.1	2842.3	27.5	806.9	1162.6	44.1	1423.2	1679.7	18.0
GAZ NATUREL COMMERCIAL	6299.2	6248.6	-0.8	3520.4	3495.5	-0.7	2778.8	2753.1	-0.9
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	2229.9	2277.5	2.1	1215.5	1335.7	9.9	1014.4	941.8	-7.2
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	24769.6	25651.4	3.6	11601.5	12265.9	5.7	13168.1	13385.5	1.7

	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	7673.5	9631.6	25.5	6754.5	6322.0	-6.4	11288.5	13179.1	16.7
PETROLE BRUT - AUTRES	16504.6	13517.0	-18.1	4587.7	4859.3	5.9	21622.7	18831.3	-12.9
PETROLE BRUT CLASSIQUE	24178.0	23148.6	-4.3	11342.2	11181.2	-1.4	32911.2	32010.4	-2.7
SABLES PETROLIFERES	5992.0	7284.1	21.6	170.0	172.8	1.6	2939.8	4516.2	53.6
GAZ NATUREL COMMERCIAL	13612.9	14429.5	6.0	16781.5	17465.3	4.1	30318.8	32413.7	6.9
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	4909.8	4635.8	-5.6	715.9	788.7	10.2	6748.5	6724.2	-0.4
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	48692.8	49498.0	1.7	29009.6	29608.0	2.1	72918.3	75664.5	3.8
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	1799.1	2133.3	18.6	1564.6	1461.7	-6.6	2676.2	3070.2	14.7
PETROLE BRUT - AUTRES	3089.3	2749.5	-11.0	858.9	938.6	9.3	4022.3	3929.7	-2.3
PETROLE BRUT CLASSIQUE	4888.4	4882.9	-0.1	2423.5	2400.3	-1.0	6698.4	6999.9	4.5
SABLES PETROLIFERES	1442.4	1703.8	18.1	35.3	39.0	10.8	752.5	1099.5	46.1
GAZ NATUREL COMMERCIAL	1410.5	1403.6	-0.5	1700.1	1689.5	-0.6	3188.5	3155.4	-1.0
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	852.7	817.3	-4.2	136.6	150.8	10.4	1240.6	1309.4	5.5
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	8594.0	8807.5	2.5	4295.5	4279.7	-0.4	11880.0	12564.2	5.8

Annexe B-16

TABLEAU 8

FRAIS D'EXPLOITATION EN AMONT ET REDEVANCES

PAR PROVINCE

	ALBERTA			COLOMBIE-BRITANNIQUE			SASKATCHEWAN		
	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
ACTIVITES ASSOCIEES	1527.5	1732.6	13.4	85.9	112.3	30.7	282.6	308.2	9.1
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	427.4	435.6	1.9	8.6	3.9	-54.4	17.9	17.3	-3.2
SABLES PETROLIFERES	1015.2	1142.2	12.5	0.0	0.0	--	0.0	1.9	--
TAXES(EXCL. IMPOT SUR REVENU)	97.4	124.1	27.4	5.7	4.0	-30.5	13.6	10.3	-24.1
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	700.6	759.7	8.4	19.2	18.4	-3.7	62.5	70.6	13.1
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	3768.1	4194.2	11.3	119.4	138.6	16.1	376.5	408.4	8.5
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	0.0	0.0	--	0.0	0.0	--	0.0	0.0	--
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	4699.7	4635.4	-1.4	213.2	185.8	-12.8	408.5	412.5	1.0
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	978.3	939.4	-4.0	13.4	17.2	27.7	85.9	79.3	-7.7
REDEVANCES TOTALES	5677.9	5574.8	-1.8	226.6	203.0	-10.4	494.5	491.8	-0.5

PAR GROUPE DE COMPAGNIES

	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
ACTIVITES ASSOCIEES	1930.7	2202.4	14.1	976.5	1093.1	11.9	954.3	1109.3	16.2
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	475.7	477.7	0.4	269.4	281.1	4.3	206.3	196.6	-4.7
SABLES PETROLIFERES	1015.2	1144.1	12.7	454.4	479.9	5.6	560.8	664.1	18.4
TAXES(EXCL. IMPOT SUR REVENU)	117.6	139.1	18.3	55.7	58.3	4.7	61.9	80.9	30.6
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	794.1	878.1	10.6	324.1	362.0	11.7	470.0	516.1	9.8
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	4333.3	4841.4	11.7	2080.0	2274.4	9.3	2253.3	2567.0	13.9
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	1.7	9.1	--	0.0	1.0	--	1.7	8.2	371.6
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	5339.3	5251.4	-1.6	2218.1	2265.0	2.1	3121.2	2986.4	-4.3
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	1098.5	1056.2	-3.8	429.0	443.5	3.4	669.4	612.7	-8.5
REDEVANCES TOTALES	6439.5	6316.7	-1.9	2647.1	2709.5	2.4	3792.4	3607.2	-4.9

	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.	1984	1985	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
ACTIVITES ASSOCIEES	505.6	673.4	33.2	504.7	476.2	-5.7	920.4	1052.8	14.4
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	109.8	128.1	16.6	73.1	61.1	-16.5	292.7	288.6	-1.4
SABLES PETROLIFERES	570.0	672.6	18.0	14.6	17.6	20.4	430.6	453.8	5.4
TAXES(EXCL. IMPOT SUR REVENU)	53 3	76.0	42.5	21.3	17.9	-15.9	42.9	45.2	5.3
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	319.3	347.4	8.8	94.3	128.1	35.9	380.5	402.6	5.8
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	1558.1	1997.5	21.8	708.0	700.9	-1.0	2067.2	2243.0	8.5
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	0.6	7.3	--	0.0	0.0	--	1.1	1.9	64.7
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	1795.3	1696.8	-5.5	869.5	833.6	-4.1	2674.6	2721.0	1.7
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	475.5	456.9	-3.9	247.0	245.0	-0.8	376.0	354.2	-5.8
REDEVANCES TOTALES	2271.3	2161.0	-4.9	1116.5	1078.6	-3.4	3051.7	3077.1	0.8

TABLEAU 9

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES: 1981 à 1985

	ACTIVITES AMONT						ACTIVITES AVAL					
	1981	1982	1983	1984	1985	TAUX DE CROISS.	1981	1982	1983	1984	1985	TAUX DE CROISS.
	(MILLIONS $)						(MILLIONS $)					
RECETTES TOTALES	17450	21231	24174	26442	27683	12.2	33786	35142	33788	31870	34021	0.2
TRPG ET TGNLG ET TRPS	976	1949	2033	2229	2019	19.9	0	0	0	0	0	--
REDEVANCES	5000	5615	6102	6413	6269	5.8	1837	1855	1777	1935	2359	6.5
REC. NETTES APRES REDEV.	11474	13667	16040	17800	19395	14.0	31949	33287	32010	29935	31662	-0.2
FRAIS D'EXPL.,D'INT. & AUTRES	4756	5996	6056	6511	6949	9.9	29090	32288	31684	28831	30414	1.1
E.M. IMPUTEES A L'EXPL.	1463	1036	859	781	910	-11.2	1	0	0	0	0	--
DEPRECIATION	500	543	689	724	836	13.7	429	449	572	612	686	12.5
EPUISEMENT	543	819	1090	1353	1590	30.8	0	0	0	0	0	--
AMORTISSEMENT	291	418	1045	610	483	13.5	27	32	61	30	170	59.0
FRAIS NON MON. ET E.M.P.	2796	2815	3683	3468	3819	8.1	456	480	634	642	856	17.0
REVENU AVANT IMPOT	3923	4857	6300	7821	8627	21.8	2403	519	-307	461	391	-36.5
IMPOTS COURANTS	1435	1859	2626	2921	3061	20.9	826	-246	-444	5	152	-34.6
REVENU APRES IMPOT COUR.	2488	2998	3675	4899	5566	22.3	1577	765	137	456	240	-37.6
IMPOTS REPORTES	812	1032	1221	1801	1716	20.6	270	413	213	86	-116	--
REVENU NET APRES IMPOT	1675	1966	2453	3098	3850	23.1	1307	352	-76	371	356	-27.7
LIQUIDITES	5284	5813	7358	8368	9385	15.4	2033	1246	770	1098	1096	-14.3

	ACTIVITES ETRANGERES ET AUTRES						TOTAL DES ACTIVITES					
	1981	1982	1983	1984	1985	TAUX DE CROISS.	1981	1982	1983	1984	1985	TAUX DE CROISS.
	(MILLIONS $)						(MILLIONS $)					
RECETTES TOTALES	5166	4695	4675	4790	4355	-4.2	56402	61067	62637	63101	66059	4.0
TRPG ET TGNLG ET TRPS	0	0	0	0	0	--	976	1949	2033	2229	2019	19.9
REDEVANCES	98	161	76	99	173	15.2	6935	7630	7955	8447	8801	6.1
REC. NETTES APRES REDEV.	5068	4534	4599	4692	4182	-4.7	48492	51488	52649	52426	55239	3.3
FRAIS D'EXPL.,D'INT. & AUTRES	4122	4230	4033	3673	3416	-4.6	37968	42513	41772	39015	40779	1.8
E.M. IMPUTEES A L'EXPL.	203	93	63	58	68	-24.1	1667	1128	922	840	978	-12.5
DEPRECIATION	232	311	320	373	276	4.4	1160	1302	1582	1709	1797	11.6
EPUISEMENT	185	222	253	296	383	20.0	728	1041	1342	1648	1974	28.3
AMORTISSEMENT	-50	445	831	127	196	--	268	895	1938	768	849	33.4
FRAIS NON MON. ET E.M.P.	571	1071	1467	854	923	12.8	3823	4367	5784	4965	5598	10.0
REVENU AVANT IMPOT	375	-767	-902	165	-157	--	6701	4608	5092	8447	8862	7.2
IMPOTS COURANTS	-66	-14	20	-66	-65	--	2195	1598	2202	2860	3147	9.4
REVENU APRES IMPOT COUR.	441	-753	-921	231	-91	--	4506	3010	2890	5586	5715	6.1
IMPOTS REPORTES	187	-116	-30	128	61	-24.4	1269	1330	1404	2015	1661	6.9
REVENU NET APRES IMPOT	254	-637	-891	103	-152	--	3236	1680	1486	3571	4054	5.8
LIQUIDITES	1012	318	546	1085	832	-4.8	8329	7377	8674	10551	11313	8.0

TABLEAU 10

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS: 1981 à 1985

	1981	1982	1983	1984	1985	TAUX DE CROISS.
			(MILLIONS $)			
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	8329	7377	8674	10551	11313	8.0
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	9791	3698	1844	1210	2052	-32.3
EMISSION D'ACTIONS	2077	3208	2182	1758	1965	-1.4
SUBVENTIONS (PESP ET AUTRES)	796	1436	1670	1827	1654	20.1
TOUTES AUTRES SOURCES	1187	3024	2993	5165	4265	37.7
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	1202	4343	1520	909	2770	23.2
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	23382	23087	18884	21419	24019	0.7
DEPENSES DE CAPITAL AMONT	6831	6433	6813	7821	9110	7.5
DEPENSES DE CAPITAL AVAL	2021	2501	1704	1055	941	-17.4
AUTRES DEP. DE CAP. AU CAN.	1300	1574	1103	763	687	-14.8
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	10152	10508	9620	9639	10738	1.4
DEPENSES DE CAPITAL AUX E.-U.	1057	582	328	302	665	-11.0
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	744	568	443	360	401	-14.3
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	1801	1150	770	662	1065	-12.3
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	11953	11658	10390	10301	11803	-0.3
DIVIDENDES	1178	1131	1255	1347	1777	10.8
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	385	704	568	164	555	9.6
TOT. DIV. ET RED. AVOIR PROPRE	1563	1835	1823	1511	2332	10.5
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	658	3611	1545	2547	1864	29.7
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	6915	4717	3102	2564	5875	-4.0
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	2293	1265	2024	4496	2144	-1.7
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	23382	23087	18884	21419	24019	0.7

GLOSSAIRE

Acquisition--acquisition d'actions d'une autre société pétrolière ou achat de l'actif d'une telle société. Les dépenses de capital destinées à cette fin sont incluses dans "autres affectations des fonds" dans les rapports d'examen. (Acquisitions)

Activités autres au Canada--comprend les services de forage, l'exploitation du charbon, de l'uranium, des métaux et d'autres activités qui ne sont pas reliées directement à l'activité pétrolière. L'activité des sociétés peut également être visée dans cette définition. (Other Canadian Operations)

Amortissement--sur une période donnée, montant imputé à l'actif, autre que l'amortissement pour dépréciation, l'épuisement et les dépenses d'exploration et de mise en valeur. Ce montant comprend également les gains ou pertes réalisés lors de la cession d'éléments d'actif, les sommes radiées de l'actif et les bénéfices non remis sur les investissements. (Amortization)

Autres affectations de fonds--Autres affectations des fonds--comprend les affectations comme les acquisitions, les achats de machines et de matériel usagé, et les investissements à long terme. (All Other Uses of Funds)

Autres sources de fonds--comprend les produits de la vente d'actifs ou les investissements à long terme et les paiements anticipés applicables à la production future. Pourrait être également visée ici une reclassification d'une dette assez importante contractée en 1984. (All Other Sources of Funds)

Avoir propre--la valeur comptable du capital libéré des actionnaires, du surplus d'apport et des bénéfices non répartis. (Equity)

Capital utilisé--la valeur comptable nette de l'actif total moins le passif courant. (Capital Employed)

Contrôle canadien--en général, une société est sous contrôle canadien lorsque 50 % ou plus de ses actions assorties du droit de vote sont détenues soit directement, soit indirectement par des résidents du Canada. Dans quelques cas exceptionnels, lorsqu'une tranche importante d'actions est détenue par des résidents et que les autres actions sont détenues par des tiers, une société peut de fait être sous contrôle canadien même si plus de 50 % de ses actions assorties du droit de vote sont détenues par des personnes qui demeurent à l'extérieur. (Canadian Control)

Dépenses de capital--les investissements dans la machinerie, l'équipement, les structures et avoirs miniers nouveaux, capitalisés ou imputés directement sur le coût des activités courantes, ainsi que les valeurs immatérielles (p. ex. coût de location d'équipement), l'intérêt capitalisé et les dépenses capitalisées de réparation. (Capital Expenditures)

Dépenses de mise en valeur--ces dépenses comprennent le coût des forages et des achèvements de puits dans une région où l'existence de réserves de pétrole et de gaz naturel est déjà prouvée, le coût des réseaux de captage et des installations de séparation sur le terrain, et le coût d'achat de réserves prouvées. (Development Expenditures)

Dépenses de production--comprend les dépenses liées à la production de pétrole et de gaz naturel. Les dépenses liées aux usines de traitement du gaz naturel sont incluses. (Production Expenditures)

Dépréciation--montant imputé sur les dépenses applicable à l'actif susceptible de dépréciation qui a été capitalisé. Cela ne correspond pas à la déduction pour amortissement utilisée pour calculer la dépréciation pour fins d'impôt. (Depreciation)

Dette à long terme--dette dont l'échéance dépasse un an. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette à long terme lorsqu'elles sont remboursables à un montant fixe sans privilège de conversion ou droit de vote. (Long-term Debt)

Épuisement--montant imputé sur les dépenses dans les états financiers de la société applicable à l'actif susceptible d'épuisement qui a été capitalisé. Il ne s'agit pas de la déduction pour épuisement gagné calculée aux fins d'impôt. (Depletion)

Extraction des ressources énergétiques--dépenses de capital associées à l'extraction de l'uranium et du charbon (exclut l'extraction des sables pétrolifères). (Energy Mining)

Fonds de roulement--l'actif à court terme (liquidités, investissements à court terme, comptes à recevoir, stocks) moins le passif à court terme (comptes à payer, dettes et titres venant à échéance dans moins d'un an). (Working Capital)

Frais d'exploration--comprend tous les droits d'affermage et les coûts d'acquisition des terres, les dépenses liées à des travaux géologiques et géophysiques, et les coûts des forages d'exploration qu'ils soient capitalisés ou radiés. Les forages d'exploration désignent généralement les puits forés en dehors des limites d'une région prouvée ou à l'intérieur des limites d'une telle région mais dans une zone inéprouvée. Ces forages servent à déterminer l'existence de réserves pétrolières ou gazières. Sont également inclus les coûts de puits improductifs, les tubages et autres matériaux et équipements abandonnés sur place. (Exploration Costs)

Grands producteurs--sociétés qui réalisent chacune plus de 1 % des recettes totales de l'industrie dans les secteurs amont des activités et dont les activités sont surtout axées sur l'exploration et la production. (Senior Producers)

Impôt reporté--impôt accumulé et considéré comme dépense dans l'état des revenus et des dépenses, mais non payable pendant la période visée. L'impôt est reporté, par exemple, lorsque les biens immobilisés sont amortis (au moyen de la déduction pour amortissement) aux fins d'impôt à des taux supérieurs aux taux de dépréciation utilisés pour préparer les rapports financiers. (Deferred Income Taxes)

Impôt sur le revenu courant--la partie de l'impôt sur le revenu, tant fédéral que provincial, se rapportant à la période visée par le rapport et réputé exigible. (Current Income Tax)

Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse--méthode comptable suivant laquelle seuls sont capitalisés les coûts qui entraînent directement des bénéfices futurs identifiables et qui sont liés à la découverte, à l'acquisition ou à la mise en valeur de réserves particulières. Les coûts qui ne donnent pas lieu à des bénéfices futurs identifiables sont généralement imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés, ou sont passés au compte des pertes. Sont inclus les coûts liés aux études géologiques et géophysiques, à la possession des gisements inexploités et aux activités d'exploration et de mise en valeur de gisements improductifs. (Successful Efforts Accounting)

Méthode de capitalisation du coût entier--méthode comptable suivant laquelle tous les coûts liés à la prospection et à l'acquisition de réserves, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements dans des centres de coûts relativement importants sont capitalisés et imputés sur les dépenses à mesure que les gisements auxquels s'appliquent les coûts sont mis en production. Les coûts engagés comprennent les frais de prospection, de location, d'acquisition, de rétention, d'exploration et de mise en valeur ainsi que les frais indirects associés (c'est-à-dire frais généraux et administratifs). Les frais d'exploitation sont imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés. (Full Cost Accounting)

Participation canadienne--la proportion des actions totales assorties du droit de vote d'une société qui est détenue soit directement, soit indirectement (par l'intermédiaire d'autres sociétés), par des résidents canadiens. (Canadian Ownership)

Petits producteurs--sociétés dont les travaux sont surtout axés sur l'exploration et la production et dont les activités amont de chacune d'elles représentent moins de 1 % des recettes totales de l'industrie. (Junior Producers)

Pétrole lourd non classique--désigne les gisements de pétrole lourd dont la masse volumique est habituellement supérieure à 934 kg/m^3 et dont la récupération se fait surtout par des méthodes assistées. Pour les gisements canadiens de pétrole lourd, la masse volumique est généralement de l'ordre de 935 à 985 kg/m^3 Les principaux gisements sont ceux de Cold Lake et de Lloydminster. (Non-conventional Heavy Oil)

Postes hors caisse--désigne les entrées imputées à la période visée par le rapport sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles au cours de ladite période, c'est-à-dire la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement. (Non-cash Charges)

Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP)--le prix qui est appliqué à tout le pétrole classique provenant de gisements découverts après 1973, au pétrole supplémentaire récupéré selon des méthodes assistées (autres que l'injection d'eau), au pétrole supplémentaire obtenu grâce à tout projet nouveau ou accru de récupération par injection d'eau entrepris après le 30 juin 1983, au pétrole tiré de puits de remplissage forés, après le 30 juin 1983, par une entité pétrolière antérieure à l'établissement du PRNP, au brut synthétique, au pétrole brut extrait des Terres du Canada, au pétrole tiré de puits en Saskatchewan produisant dix barils ou moins par jour et à tout le pétrole lourd provenant de la Saskatchewan. Le PRNP est plafonné à 100 % du prix international. A compter du 1er juin 1985, l'Accord de l'Ouest permet aux producteurs de pétrole de négocier directement les contrats de vente avec les acheteurs; en outre, le marché assujetti aux mécanismes internationaux de l'offre et de la demande doit dorénavant déterminer le niveau et la différence de prix entre les divers pétroles. (New Oil Reference Price (NORP))

Prix spécial de l'ancien pétrole (PSAP)--prix spécial à la tête de puits pour le pétrole classique découvert après 1973, assujetti aux redevances provinciales établies selon les taux applicables au nouveau pétrole, mais non admissible au prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) avant le 1er juillet 1983. Le PSAP a été établi à 75 % du prix mondial au 1er juillet 1982. En vertu des ententes sur l'énergie modifiées, conclues avec l'Alberta et la Saskatchewan, le PRNP s'applique depuis le 1er juillet 1983 au pétrole admissible au PSAP. (Special Old Oil Price (SOOP)).

Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP)--des subventions directes sont versées aux sociétés qui entreprennent des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. Le taux de subvention varie en fonction du secteur d'activité et il est plus élevé dans le cas des sociétés sous contrôle canadien qui ont un taux de participation canadienne précis, déterminé en vertu de la Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens. C'est le gouvernement de l'Alberta qui administre et paie les subventions pour toutes les activités réalisées dans la province, et l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, au palier fédéral, qui finance et administre le Programme ailleurs au Canada. Parmi les mesures d'ordre financier adoptées dans le cadre de l'Accord de l'Ouest, il y a celle visant à mettre fin au PESP le 31 mars 1986 en ce qui a trait à l'ensemble des activités antérieurement admissibles aux subventions, sauf les dépenses d'exploration engagées aux fins de forage de puits dans les régions pionnières, qui peuvent répondre aux engagements pris dans le cadre des ententes d'exploration relatives aux Terres du Canada. Les puits forés dans ces régions et admissibles aux subventions du PESP continueront de l'être, en vertu de droits acquis jusqu'au 31 décembre 1987. (Petroleum Incentives Program (PIP))

Rapport d'endettement--rapport du passif à long terme (plus d'une année) à l'avoir propre des actionnaires (capital-actions plus les bénéfices non répartis) à la fin d'une période. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette ou comme un avoir propre, selon les modalités applicables à ces actions (voir "dettes à long terme"). (Debt Equity Ratio)

Redevance d'exportation sur le pétrole--le pétrole brut et les hydrocarbures équivalents et les produits pétroliers tels que l'essence, les distillats moyens, le mazout lourd et le pétrole partiellement traité, sont assujettis à une redevance d'exportation. Seules les quantités de pétrole brut et de produits pétroliers jugées excédentaires par rapport aux besoins canadiens prévus pour un avenir prochain sont exportées. Depuis le 1er novembre 1980, les provinces productrices recoivent 50 % des recettes tirées des redevances d'exportation sur le pétrole brut et des hydrocarbures équivalents. Cette redevance a été supprimée en vertu de l'Accord de l'Ouest. (Oil Export Charge)

Redevance d'indemnisation pétrolière (RIP)--taxe imposée aux raffineries par le gouvernement du Canada. Les fonds provenant de cette taxe sont utilisés pour financer l'indemnisation des importateurs de pétrole, pour payer les coûts plus élevés de la production qui est admissible au Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) et pour payer la livraison de brut canadien aux provinces de l'Atlantique et certains échanges de brut entre le Canada et les États-Unis. La déréglementation de la tarification du pétrole, en vertu de l'Accord de l'Ouest, a rendu superflu le mécanisme d'indemnisation. (Petroleum Compensation Charge (PCC))

Ressources d'autofinancement--comprend le revenu net après impôts, plus les dépenses d'exploration et de mise en valeur engagées au cours de la période visée par le rapport, la dépréciation, l'épuisement, l'amortissement et les impôts reportés. (Internal Cash Flow)

Sables pétrolifères--désigne les réserves de bitume brut de gisements qui sont généralement solides à moins d'être chauffés et dont la masse volumique est habituellement supérieure à 985 kg/m^3. Les gisements de l'Athabasca, de Peace River, de Wabasca et de Buffalo Head Hills sont les principales réserves du Canada. (Oil Sands)

Secteur amont--activités et travaux liés à la recherche, à la mise en valeur, à la production, à l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et des sulfures ainsi qu'à la production de pétrole synthétique. (Upstream Segment)

Secteur aval--comprend le raffinage, la commercialisation, le transport et les activités liées aux produits pétrochimiques. (Downstream Segment)

Sociétés intégrées--les sociétés qui perçoivent des recettes importantes tant dans les secteurs amont qu'aval. De plus, chacune d'elles possède d'importants services de production, de commercialisation et de distribution de produits raffinés. (Integrated Companies)

Sources externes de fonds--sources de fonds autres que les ressources d'autofinancement, principalement la dette à long terme et l'avoir propre. (External Sources of Funds)

Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN)--taxe fédérale imposée sur le gaz naturel pour pipe-line et les liquides de gaz naturel (LGN) commercialisables. Ce gaz naturel commercialisable comprend le gaz utilisé dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz mais exclut le gaz réinjecté dans un réservoir. Les liquides de gaz naturel incluent l'éthane, le propane, le butane ou tout autre mélange provenant de gaz traité dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz. Cette taxe est l'une de celles qui ont été supprimées en vertu de l'Accord de l'Ouest. (Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT))

Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG)--taxe de 16 % imposée sur les recettes de production après déduction des frais d'exploitation et des redevances autres que celles de la Couronne, et une déduction à l'égard de ressources de 25 % lorsqu'il faut payer des redevances et des taxes de la Couronne sur la production. Il est également possible de réduire l'assiette fiscale des projets de récupération tertiaire par les dépenses de capital admissibles engagées après 1982, et ce jusqu'à concurrence des recettes imposables du gisement. Le crédit actuel de 500 000 $ aux petits producteurs va être augmenté à 2 millions de dollars et le montant de 10 000 $ des recettes tirées des ressources que les particuliers peuvent exempter de la TRPG passera à 40 000 $. Les sociétés n'ayant pas réalisé de profits pourront porter en déduction de la TRPG les dépenses inutilisées d'exploration et de mise en valeur. En vertu de l'Accord de l'Ouest, la TRGP doit être supprimée le 1er janvier 1989. Entretemps, cette taxe n'est plus admissible aux fins de l'impôt sur le revenu. (Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT)).

Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (TRPS)/Taxe sur les redevances supplémentaires afférentes aux ressources (TRSR)--la TRPS est une taxe fédérale imposée à un taux de 50 % des recettes supplémentaires sur l'ancien pétrole, déduction faite des redevances supplémentaires qui y sont associées. Les recettes supplémentaires désignent l'écart entre les recettes réelles tirées de la production et les recettes qui auraient été réalisées si les prix prévus au PEN étaient toujours en vigueur. Les redevances supplémentaires, qui n'incluent pas les redevances de la Couronne, sont assujetties à la TRPS, également à un taux de 50 %. Le revenu assujetti à la TRPS ou à la TRSR n'est pas imposable. Les deux taxes qui ont été provisoirement abolies, le 1er juin 1982 ont été supprimées par suite de la signature de l'Accord de l'Ouest. (Incremental Oil Revenue Tax (IORT)/Incremental Resource Royalty Tax (IRRT)).

Terres du Canada--les zones du Canada situées à l'extérieur des limites provinciales. (Canada Lands)

MANDAT DE L'ASSP

A. Mandat de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier

L'Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP) a été créée pour fournir aux utilisateurs des secteurs public et privé soit:

- les gouvernements fédéral et provinciaux,
- les sociétés pétrolières et gazières, et
- les institutions financières et d'autres entreprises commerciales,

une évaluation globale et objective des rendements financiers de l'industrie pétrolière au Canada. Il s'agit de s'assurer du bien-fondé de la prise de décision des secteurs public et privé. Pour ce faire, l'Agence publie des examens semestriels et annuels fondés sur les renseignements qu'elle reçoit directement de sociétés pétrolières et gazières qui font affaire au Canada.

L'Agence a été créée en août 1980 et fonde son autorité statutaire sur la Loi sur la surveillance du secteur énergétique(1). Pour assurer l'impartialité de ses rapports et maintenir sa crédibilité parmi les utilisateurs, l'ASSP a été constituée en un organisme distinct et indépendant dont le président relève directement du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Au paragraphe 5(1), la Loi stipule qu'une entreprise énergétique doit, deux fois par an, déposer des états exposant les données et renseignements concernant:

(a) le droit de propriété exclusive ou le contrôle qu'exerce sur elle toute personne physique ou morale,
(b) la provenance et l'affectation de ses fonds,
(c) ses activités de prospection, de mise en valeur, de production, de traitement, de raffinage et de commercialisation,
(d) ses coûts et revenus découlant de chacune des activités visées a l'alinéa c.,
(e) les déductions, crédits et allocations dont elle bénéficie en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu,
(f) la répartition et l'affectation de ses revenus et bénéfices,
(g) ses ressources, réserves et autres biens,
(h) les autres entreprises dont elle est le propriétaire ou dans lesquelles elle a une participation, et
(i) ses programmes de recherche et de mise en valeur.

Les entreprises énergétiques sont définies comme étant des particuliers, des sociétés, des sociétés de personnes, des fiducies ou des organismes qui se consacrent à la recherche, à la mise en valeur, au raffinage et à la commercialisation de produits pétroliers et gaziers et dont les revenus annuels bruts consolidés, ou la valeur des éléments d'actif dépassent 10 millions de dollars. Les règlements d'application de la Loi prescrivent que les revenus brut et la valeur des éléments d'actif sont déterminés conformément aux normes de comptabilité énoncées dans le Manuel de l'Institut canadien des comptables agréés. Actuellement, seules les sociétés sont surveillées par l'Agence. Chaque société énergétique est tenue de signaler, sur la base d'un état financier consolidé, les activités des sociétés qu'elle contrôle ou qu'elle détient.

---

(1) S.C. 1980-81-82-83, c. 112.

B. Sources de données et de renseignements

Les données publiées dans l'Examen de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole sont des données cumulatives découlant surtout des annexes qui servent aux examens et qui sont prescrites par règlement d'application(1). Étant donné qu'une partie du rôle de collecte de renseignements de l'Agence est également assurée par Statistique Canada, un certain nombre d'ententes de partage de données ont été négociées par l'ASSP et Statistique Canada en vertu de l'article 11 de la Loi sur la statistique. Ces ententes réduisent le fardeau de l'industrie en ce qui concerne l'ensemble des renseignements exigés par l'Agence. Ces renseignements sont aussi communiqués par l'ASSP à Statistique Canada. Les ententes actuelles de partage de données portent sur:

1. l'appartenance et le contrôle des entreprises énergétiques,
2. la structure du capital,
3. les mouvements internationaux de trésorerie,
4. les dépenses de recherche et de développement,
5. les statistiques financières trimestrielles des sociétés, et
6. les dépenses de capital et les coûts d'exploitation.

Les cinq premiers points portent sur le transfert d'information à l'ASSP; le dernier comprend des renseignements que doit transmettre l'ASSP à Statistique Canada sur des sujets tels que les dépenses d'exploration, de mise en valeur et de production et les redevances.

C. Portée des données

Les revenus bruts de l'industrie sur lesquels portent les examens de l'ASSP par compilation des déclarations de 125 entreprises déclarantes représentent environ 89 % des revenus du secteur amont de l'industrie tels qu'ils sont déterminés par Statistique Canada. Les 11 % restants des revenus de l'industrie proviennent d'entreprises dont les revenus ou l'actif sont inférieurs aux seuils actuels à partir desquels l'Agence exige une déclaration, mais qui font l'objet d'examens effectués par Statistique Canada. En raison du pourcentage élevé de couverture des revenus de l'industrie et en raison de l'inclusion de toutes les entreprises énergétiques sauf les plus petites, l'Agence peut appliquer à l'ensemble de l'industrie les données cumulatives quelle a tirées de ses conclusions. Les pourcentages de couverture des autres indicateurs de performance sont donnés ci-dessous.

COMPARAISON DES DONNÉES DE L'ASSP
AVEC LES DONNÉES CUMULATIVES DE L'INDUSTRIE POUR 1985

	Pourcentage de couverture des données cumulatives de l'industrie (%)
REVENUS TIRES DE LA PRODUCTION AMONT	89
DÉPENSES DE CAPITAL EN AMONT AU CANADA	89
VOLUMES DE PRODUCTION	
Pétrole brut et liquides (en milliers de m^3/d)	89
Gaz naturel commercialisable (en millions m^3/d)	86
VOLUMES DES VENTES DES PRODUITS RAFFINÉS	98

(1) Les annexes actuellement prescrites sont données dans le règlement DORS/85-328.

D. Comparaison de résultats de l'Examen de l'ASSP et de Statistique Canada

Le rendement financier de l'industrie pétrolière est périodiquement comparé à celui d'autres secteurs de l'économie, à l'aide de données globales obtenues de Statistique Canada. Les données sur le revenu net et les taux de rendement donnés aux chapitres 1 à 3 du présent rapport diffèrent légèrement des résultats donnés au chapitre 4 et à l'appendice A-12, établis d'après des données de Statistique Canada.

Les données sur l'industrie pétrolière établies par Statistique Canada, qui couvrent un nombre supérieur d'entreprises à celles de l'Examen de l'ASSP, ne tiennent pas compte des entreprises du gouvernement ni des activités des sociétés pétrolières canadiennes à l'étranger. L'Examen de l'ASSP couvre les activités globales des sociétés pétrolières au Canada, y compris les sociétés de la Couronne, dans la mesure où ces sociétés répondent aux critères minima en ce qui a trait à l'actif et aux recettes. En outre, bien que Statistique Canada puisse effectuer des rajustements aux données déclarées par une entreprise, l'ASSP, quant à elle, déclare les activités de l'industrie comme elles sont présentées. Par exemple, en 1983, l'amortissement d'actif d'un milliard de dollars par une entreprise contrôlée par des Canadiens a été inscrit au "poste extraordinaire" par Statistique Canada, tandis que l'Agence a accepté de considérer cette activité comme un poste "ordinaire", comme l'a déclaré l'entreprise.

En ce qui a trait au rendement, les deux organismes établissent le rendement du capital utilisé en rajoutant au revenu net la portion après impôt de l'intérêt sur la dette à long terme. Bien que l'ASSP effectue ce calcul dans le cas de chaque compagnie, à l'aide du barème fiscal réglementaire applicable à cette portion de frais d'intérêts susceptible d'accroître le revenu net, le calcul des résultats globaux de l'industrie effectué par Statistique Canada doit se fonder sur le barème fiscal effectif, c'est-à-dire les impôts courants exprimés en pourcentage du revenu net avant impôt.

Le rendement des capitaux propres établi par cette agence peut différer des résultats obtenus par Statistique Canada, par suite des rajustements que l'ASSP peut effectuer aux données de chaque entreprise. Par exemple, en 1984, certaines sociétés pétrolières ont déclaré un avoir négatif se chiffrant globalement à plus d'un milliard de dollars. Selon la méthodologie utilisée par l'ASSP, un avoir négatif est réputé équivaloir à zéro, pour éviter que l'assiette globale de l'avoir ne soit indûment réduite, et que le rendement en soit surévalué. Ce genre de rajustement ne peut s'effectuer dans le cas des données globales établies par Statistique Canada.

E. Détermination de la participation et du contrôle

L'Agence publie chaque année des données sur le niveau de participation et de contrôle canadien de l'industrie du pétrole et du gaz au Canada. La méthodologie et les sources de données sur lesquelles se fondent les analyses sont résumées ci-dessous.

L'Agence a adopté une définition du contrôle, qui se fonde sur la possibilité qu'ont des actionnaires canadiens ou étrangers d'exercer un contrôle éventuel sur l'ensemble des activités d'une entreprise. Bien que ce contrôle se fonde généralement sur un taux de propriété de 50 % ou plus des actions assorties d'un droit de vote, il est possible d'exercer un contrôle effectif par le biais d'une tranche de propriété plus restreint, lorsque la majorité des droits de vote est largement répartie. Lorsque la concentration de la propriété des droits de vote ne peut suffire à établir le contrôle, on peut alors tenter de l'établir en déterminant l'existence d'options, d'actions détenues par des investisseurs privés principaux, ou d'administrateurs de liaison qui siègent aux conseils d'administration de sociétés de portefeuille associées.

Pour pouvoir déterminer le niveau de propriété à l'échelle de l'industrie, le pourcentage de l'étalon pertinent qui représente la propriété des droits de vote par des personnes restant à l'extérieur est affecté à la catégorie dont la propriété est étrangère, tandis que le pourcentage de propriété des droits de vote détenu par des résidents canadiens est affecté à la catégorie dont la propriété est canadienne.

Les étalons les plus communément utilisés sont les recettes amont, ou l'ensemble des recettes associées aux produits pétroliers (amont plus aval). Le taux de propriété et de contrôle se mesure généralement d'après les recettes brutes, étant donné qu'elles traduisent le mieux le niveau d'activité économique et qu'elles constituent des éléments représentatifs stables des bénéfices économiques nets au cours d'une période donnée. Par exemple, la déduction des redevances des recettes pétrolières brutes n'aurait peu ou pas d'incidence sur la répartition relative des recettes entre les propriétaires canadiens et étrangers.

D'autres moyens de calcul existent, comme l'actif ou le capital utilisé, mais ces mécanismes affichent certaines carences, étant donné qu'ils reposent sur les valeurs au livre d'origine plutôt que sur la valeur commerciale courante, et qu'ils doivent être assujettis aux différentes techniques comptables utilisées dans l'industrie pétrolière, comme la méthode de la capitalisation du coût entier ou la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

Dans le cas du contrôle, l'ensemble des recettes de la société sous contrôle est affecté à la catégorie de contrôle approprié. Par conséquent, et sans égard au pourcentage de propriété des droits de vote détenus par des non résidents, si la société est effectivement contrôlée par des personnes restant à l'extérieur, dès lors, pour fins de statistiques, l'ensemble (100 %) de ses recettes est affecté au secteur sous contrôle étranger. Pour fins d'illustration, diverses sociétés intégrées mentionnées dans le présent rapport, bien que toutes sous contrôle étranger, affichent différentes proportions de propriété canadienne (jusqu'à 30 %); toutefois, l'ensemble (100 %) de leurs recettes est affecté au secteur sous contrôle étranger, lors du calcul du niveau de contrôle étranger des recettes.

L'Agence obtient les données sur la propriété et le contrôle recueillies en vertu de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers des entreprises tenues de faire rapport en vertu de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique. La Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers exige de l'ensemble des propriétaires de blocs d'actions, équivalant ou excédant 5 % de l'ensemble des actions assorties de droits de vote, de dévoiler de façon détaillée des données sur le taux de propriété. Si une société visée omet de présenter une déclaration en temps opportun aux termes de cette Loi, l'Agence est autorisée, en vertu du règlement DORS/85-328 qui modifie le règlement de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique, à obtenir directement les données sur la propriété et le contrôle.

F. Comparaison des résultats entre certaines périodes

L'enquête sur l'industrie pétrolière canadienne permet de comparer les résultats de la période courante aux résultats de périodes précédentes, jugées comparables. Ces comparaisons sont tributaires des modifications apportées à la liste des sociétés faisant partie du groupe "industrie", selon le groupe d'analyse dont elles font partie, soit les sociétés intégrées et le raffinage, et les producteurs de pétrole et de gaz, et selon l'état de contrôle des entreprises visées. Pour permettre d'établir des comparaisons valables entre différentes périodes, l'Agence établit de façon uniforme l'affiliation et le contrôle du groupe industriel, d'après les renseignements déclarés pour la période courante, et intègre les données d'affiliation et de contrôle aux résultats des périodes précédentes.

La liste des entreprises, c'est-à-dire les sociétés dont l'actif ou le chiffre de vente est supérieur à 10 millions de dollars, est mise à jour au cours de chaque période. Les nouvelles entreprises admissibles ne sont inscrites à l'ensemble et au groupe respectif que lorsque les résultats de deux périodes comparables sont disponibles. À l'occasion, des entreprises sont radiées du groupe industriel au cours de la période courante, soit par suite d'une acquisition ou de l'abandon des activités. Les résultats de la période précédente, tant dans le cas de l'industrie que du groupe mentionné dans le rapport de la période courante, doivent permettre de constater la suppression du nom d'une entreprise: ainsi, l'entreprise n'est pas comprise dans les résultats globaux de la période courante et précédente. Lorsque la suppression du nom d'une entreprise résulte d'une acquisition par une autre entreprise tenue de faire rapport, les résultats de l'entreprise acquise pour la période précédente sont rajoutés aux résultats de l'entreprise qui en fait l'acquisition, que l'entreprise acquise fasse ou non partie du même groupe d'analyse que l'entreprise qui en fait l'acquisition.

L'acquisition de sociétés ou l'abandon d'activités au cours de la période courante peut permettre à une entreprise d'être intégrée à un groupe analytique autre que celui auquel elle avait été affectée dans le cadre de l'examen de la période précédente. Par exemple, lorsqu'un membre d'un groupe intégré s'est départi de ses activités en aval au cours de la période courante, il peut être inclus dans le groupe des grands ou des petits producteurs, selon le cas, pour la période courante, et ses résultats à ceux de l'ensemble du groupe pour la période antérieur correspondante. Il importe de noter que l'ensemble de l'actif et des recettes de l'entreprise qui se départit de ses activités pour la période précédente, sans égard à l'élément d'activité, sont transférés au groupe d'analyse pour la période courante, en vue d'établir les résultats globaux du groupe d'analyse pour la période précédente.

Des rajustements du même ordre sont effectués dans le cas des résultats globaux du groupe d'analyse et de l'industrie dans les cas où la propriété d'une entreprise passe en des mains canadiennes ou étrangères; la nationalité des propriétaires pour la période courante détermine celle qui vaut pour la période précédente, pour fins de comparaison.

Toutefois, dans la partie de l'examen qui traite de la propriété et du contrôle, l'analyse tient compte des changements au contrôle de la société visée, lorsqu'ils se produisent. Une liste des entreprises énergétiques déclarantes apparait sur la couverture arrière intérieure du rapport.

Aberford Resources Ltd.
AGIP Canada Ltd.
Alberta Energy Company Ltd.
Alberta Oil Sands Equity
Altana Exploration Company
Amerada Minerals Corporation of Canada Ltd.
American Eagle Petroleums Ltd.
American Trading and Production Corporation
Anadarko Petroleum Of Canada Ltd.
Anderson Exploration Ltd.
Andex Oil Co. Ltd.
Atcor Resources Limited
AT&S Exploration Ltd.
Barnwell Of Canada, Limited
Bluesky Oil & Gas Ltd.
Bonanza Resources Ltd.
Bow Valley Industries Limited
BP Canada Inc.
Bralome Resources Limited
Brinco Oil & Gas Limited
Canada Northwest Energy Limited
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian-Montana Gas Company Limited
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
Canadian Roxy Petroleum Ltd.
Canadian Superior Oil Ltd.
Canadian Worldwide Energy Limited
Carlyle Energy Ltd.
Champlin Canada Ltd.
* Chevron Canada Limited
Chevron Canada Resources Limited
Chevron Standard Limited
Chieftain Development Co. Ltd.
Columbia Gas Development Of Canada Ltd.
Compagnie Générale Électrique du Canada
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée
* Compagnie Pétrolière Impériale Limitée
Conwest Exploration Company Limited
Cooperative Energy Development Corporation
Coseka Resources Limited
Czar Resources Ltd.
DeKalb Petroleum Corporation
Denison Mines Limited
Diamond Shamrock Exploration Of Canada, Ltd.
Dome Petroleum Limited
Drummond Oil & Gas Ltd.
Dynamar Energy Limited
Dynex Petroleum Ltd.
Encor Energy Corporation Ltd.
* Federated Co-operatives Limited
Forest Oil Corporation (Canada Division)
General American Oils, Ltd.
Geocrude Energy Inc.
Gulf Canada Corp.
Hamilton Brothers Canadian Gas Company
Harvard International Resources Ltd.
Home Oil Company Ltd.
* Husky Oil Ltd.
Inter-City Gas Corporation
Inverness Petroleum Ltd.
* Irving Oil Limited
J.M. Huber Corporation
Kerr-McGee Corporation
Koch Exploration Canada, Ltd.
L'Énergie Canterra Ltée
LL&E Canada Ltd.
Maligne Resources Limited
Maynard Energy Inc.
Merland Explorations Limited
Mobil-G.C. Canada Ltd.
Mobil Oil Canada, Ltd.
* Mohawk Oil Co. Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
North Canadian Oils Limited
Northcor Energy Ltd.
Novalta Resources Ltd.
Nova Scotia Resources Limited
Numac Oil & Gas Ltd.
Oakwood Petroleums Ltd.
Ocelot Industries Ltd.
Omega Hydrocarbons Ltd.
Onexco Oil & Gas Ltd.
Page Petroleum Ltd.
Paloma Petroleum Ltd.
Panarctic Oils Ltd.
PanCanadian Petroleum Limited
Pembina Resources Limited
Pennzoil Petroleums Limited
* Petro-Canada Inc.
Petrorep (Canada) Ltd.
* Petrosar Limited
Placer CBGO Petroleum Ltd.
Precambrian Shield Resources Limited
Ranchmen's Resources Ltd.
Ranger Oil Limited
Renaissance Energy Ltd.
Ressources Énergétiques Norcen Limitée
Ressources Westmin Limitée
Roan Resources Limited
Saskatchewan Oil & Gas Corporation
Sceptre Resources Limited
* Shell Canada Limitée
Shell Explorer Limited
SOQUIP
Star Oil & Gas Ltd.
Sulpetro Limited
* Suncor Inc.
TCPL Resources Ltd.
* Texaco Canada Inc.
Texas Pacific Oil Canada, Ltd.
Thomson-Jensen Energy
Total Petroleum (North America) Ltd.
Trans-Canada Resources Ltd.
Tricentrol Oils Limited
Trillium Exploration Corporation
Trilogy Resources Corporation
Tripet Resources Limited
* Turbo Resources Limited
* Ultramar Canada Inc.
Ultramar Oil and Gas Canada Limited
Unicorp Resources Ltd.
United Canso Oil & Gas Ltd.
Universal Explorations (83) Limited
Unocal Canada Ltd.
Voyager Energy Company
Wainoco Oil & Gas Limited
Westar Petroleum Ltd.
Westburne Petroleum & Minerals Ltd.
Westcoast Petroleum Ltd.
Western Decalta Petroleum (1977) Limited

*** Désigne les sociétés comprises dans le groupe 'Sociétés intégrées et raffineurs'.**
Toutes les autres sociétés appartiennent à la catégorie des 'Producteurs de pétrole et de gaz'.